

CFE

COMISION FEDERAL DE
ELECTRICIDAD



PROTECCIONES ELECTRICAS

*DIVISIÓN DE DISTRIBUCIÓN
GOLFO CENTRO*

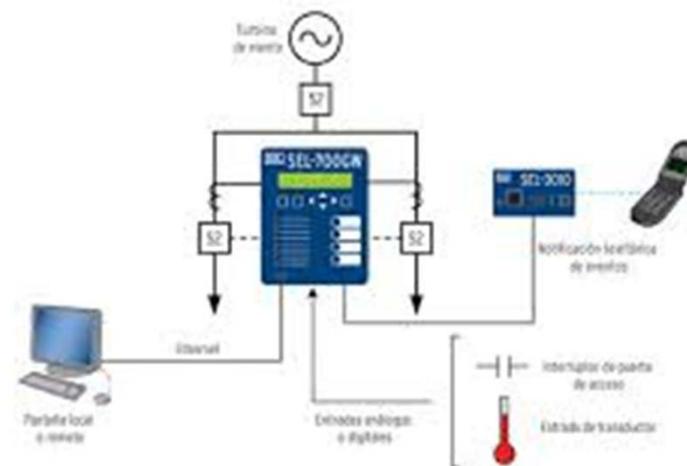
ZONA SAN LUIS POTOSI

ING. JORGE AVILA BAÑUELOS

**JEFE DE OFICINA DE PROTECCIONES
CONTROL Y MEDICION**

ZONA SAN LUIS POTOSI

¿QUE SON LAS PROTECCIONES?



La aplicación necesaria incluye tarjetas opcionales Ethernet y tarjetas salida SELact para entradas y salidas analógicas y digitales. El mensaje de eventos SEL-3070 se vende por separado.

El objetivo de los sistemas de protección es remover del servicio lo más rápido posible cualquier equipo del sistema de potencia que comienza a operar en una forma anormal. El propósito, es también, limitar el daño causado a los equipos de potencia, y sacar de servicio el equipo en falla lo más rápido posible para mantener la integridad y estabilidad del sistema de potencia.



DESIGNACIÓN DE DISPOSITIVOS POR NUMERO

NUMERO	DESIGNACIÓN
21	Relevador de distancia.
25	Elemento de sincronización o para verificar sincronización.
26	Elemento de aparato térmico.
27	Relevador de bajo voltaje.
43	Elemento selector de transferencia manual.
49	Relé térmico de transformador o de maquina.

NUMERO	DESIGNACIÓN
50	Relé sobre corriente instantánea
51	Relevador de sobre corriente de tiempo (C.A.)
52	Interruptor de corriente alterna.
59	Relé de sobre voltaje.
63	Relé de presión de líquido o de gas, de nivel o de flujo (buchholz)
64	Relé de protección a tierra.
67	Relevador direccional de sobre corriente.
79	Relé de recierre (C.A.)

NUMERO	DESIGNACIÓN
81	Relé de frecuencia.
86	Relé auxiliar de bloqueo.
87	Relevador de protección diferencial.

En los sistemas de distribución pueden presentarse principalmente dos tipos de falla según su naturaleza.

Fallas transitorias

Fallas Permanentes

FALLAS DE NATURALEZA TRANSITORIA.

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica, es momentánea, es decir, que se trata **de aislamientos del tipo "recuperable"**. Algunos tipos de fallas transitorias incluyen contactos momentáneos con **ramas de árboles, flameo por contaminación o arqueo del aislamiento por descargas atmosféricas**, mezclándose en este último caso las ondas de la sobretensión de forma no sostenida con la corriente de frecuencia nominal.



FALLAS DE NATURALEZA PERMANENTE.

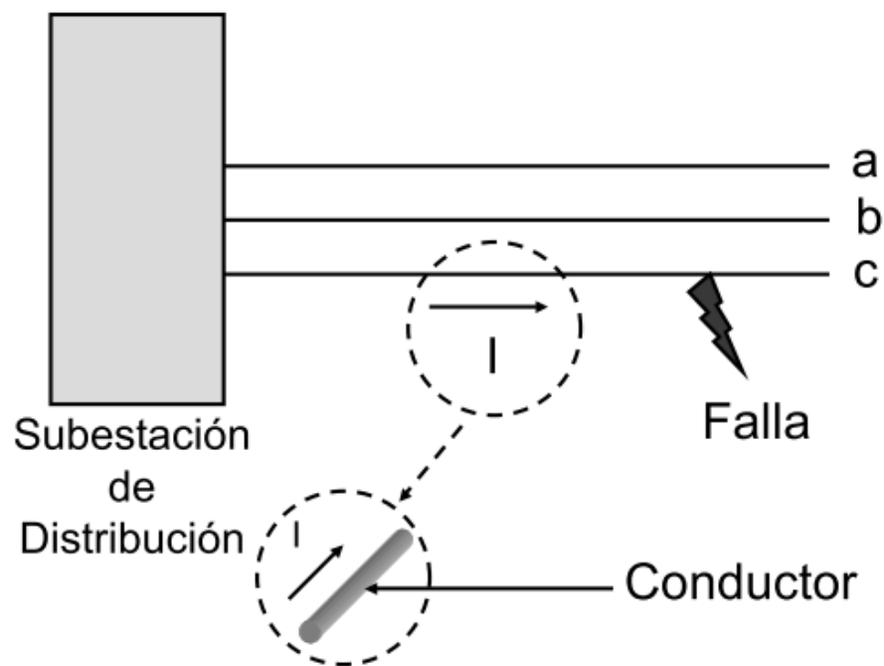
Son aquellas donde la pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, al tratarse tanto de **aislamientos del tipo "no recuperable"**, como de **aislamientos recuperables en donde su capacidad dieléctrica es drásticamente reducida**. Las fallas permanentes son aquellas que requieren reparación, mantenimiento o reposición del equipo antes de que la tensión eléctrica pueda ser restablecida en el punto de falla.



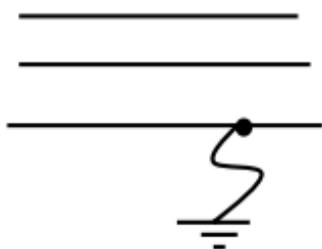
Entre un 80-95% del total de fallas son de naturaleza transitoria, correspondiendo complementariamente entre el 20-5% a fallas permanentes.

PRINCIPALES TIPOS DE FALLAS Y SU PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	
TIPO	PROBABILIDAD (%)
MONOFASICA (fase a tierra)	85
BIFÁSICA A TIERRA (dos fases a tierra)	8
BIFÁSICA (entre dos fases)	5
TRIFASICA (entre las tres fases)	2

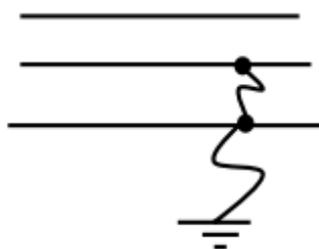
Las Fallas en los Sistemas Eléctricos Producen Incrementos en la Corriente



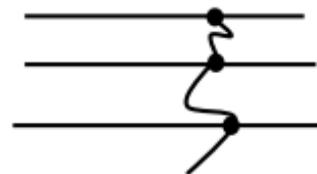
Cortocircuitos Típicos



Una Fase
a Tierra



Dos Fases
a Tierra

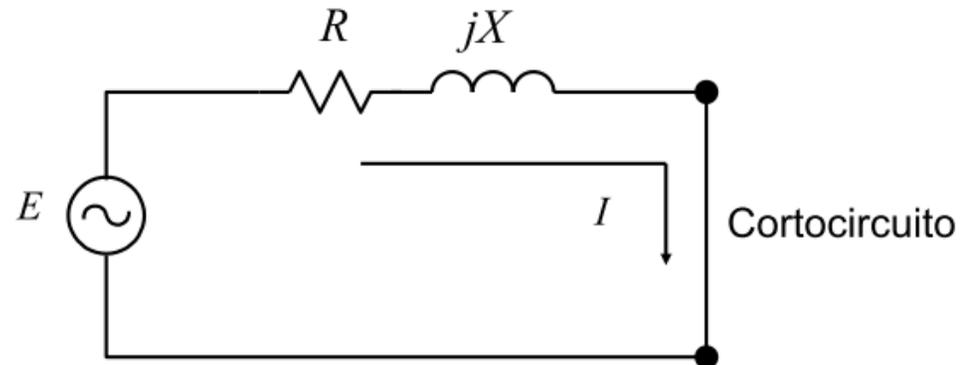


Tres Fases
Entre sí

Modelo Simplificado

$$\bar{E} = \bar{Z}\bar{I}$$

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}} \equiv \text{Corriente de falla}$$



ZONAS DE PROTECCION.

Para una adecuada aplicación de dispositivos de protección, es necesario considerar los siguientes factores:

Configuración del sistema

Impedancias del equipo primario y su conexión

Tensión del sistema

Procedimiento y prácticas operativas

Importancia del elemento del sistema a proteger

Estudio de cortocircuito

Análisis de cargas o flujos de potencia

Conexión, localización y relación de transformadores de corriente y potencial

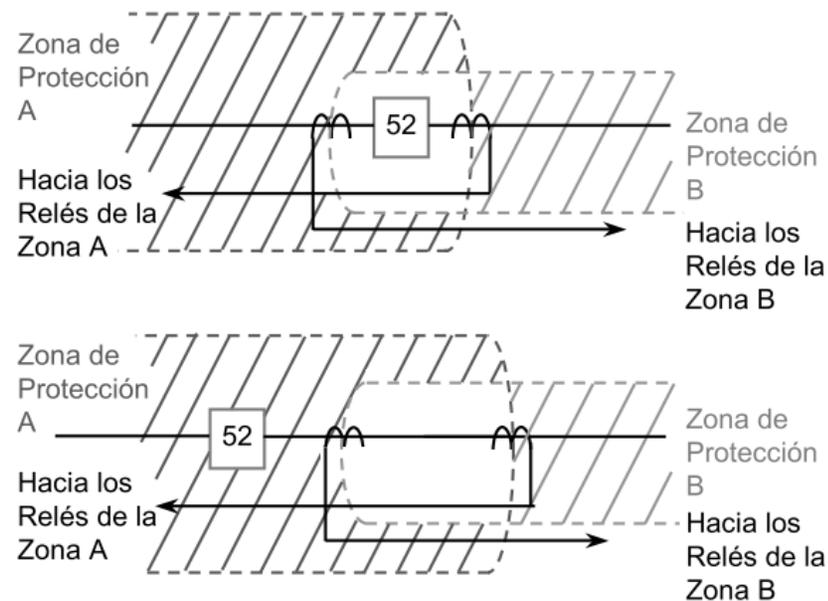
Tipo de falla (trifásica, de una fase a tierra, etc.)

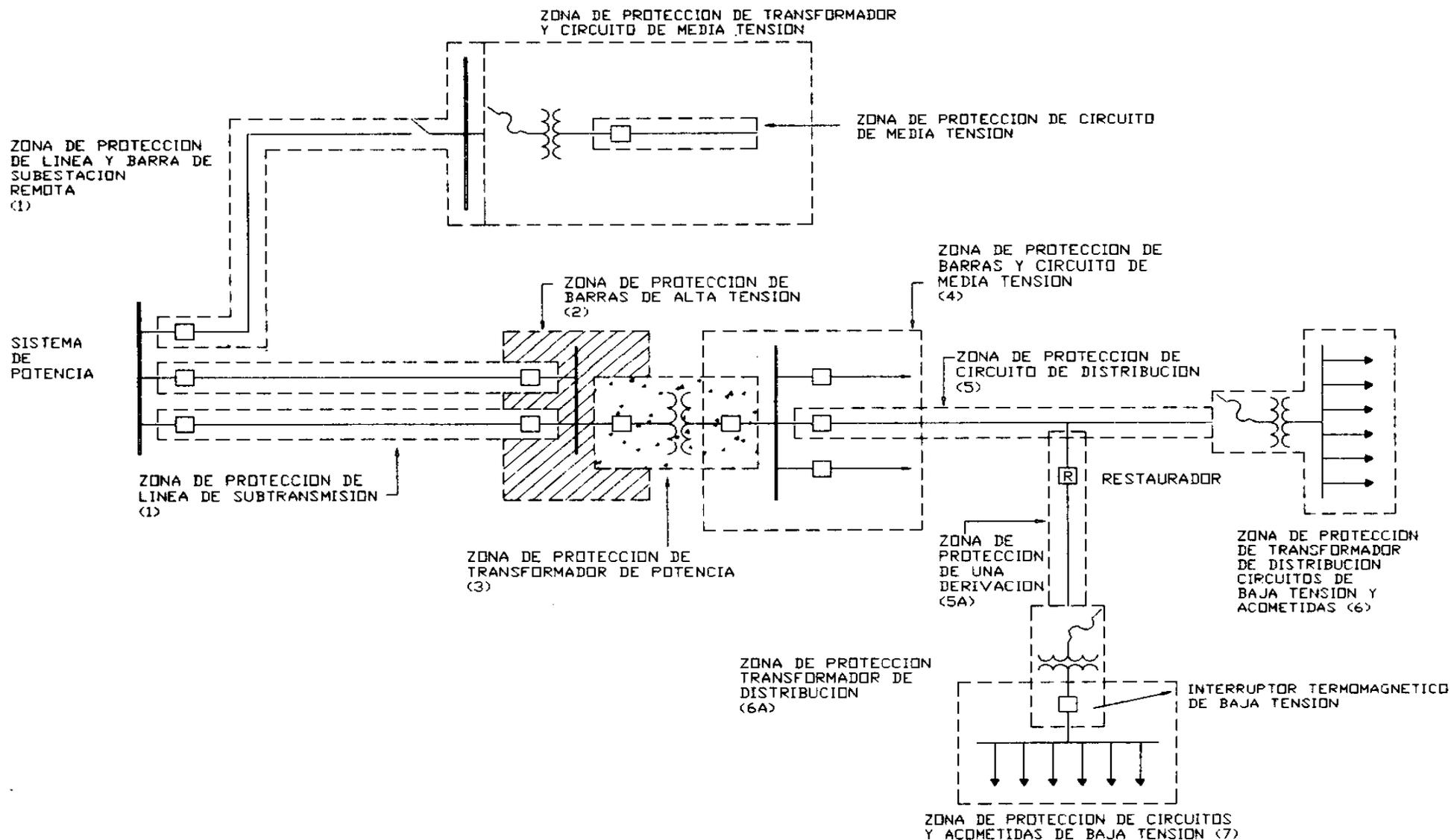
Crecimiento de la carga y del sistema

Las “Zonas de protección” se definen como el área de cobertura de un dispositivo de protección, el cual protege uno o más componentes del sistema eléctrico en cualquier situación anormal o falla que se presente.

Las Zonas de Protección se disponen de manera que se traslapen para que ninguna parte del sistema quede sin protección

Superposición de Zonas de Protección Primaria



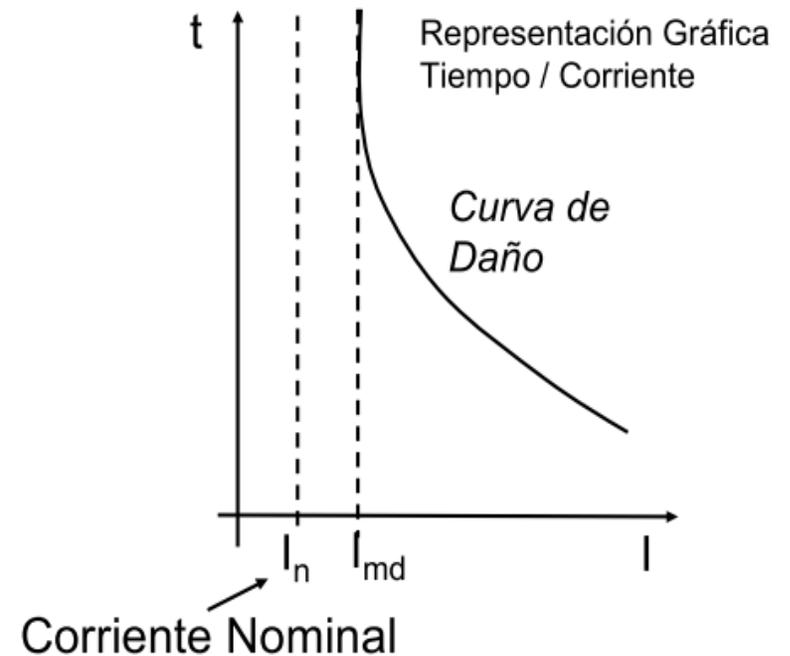


CURVAS DE DAÑO

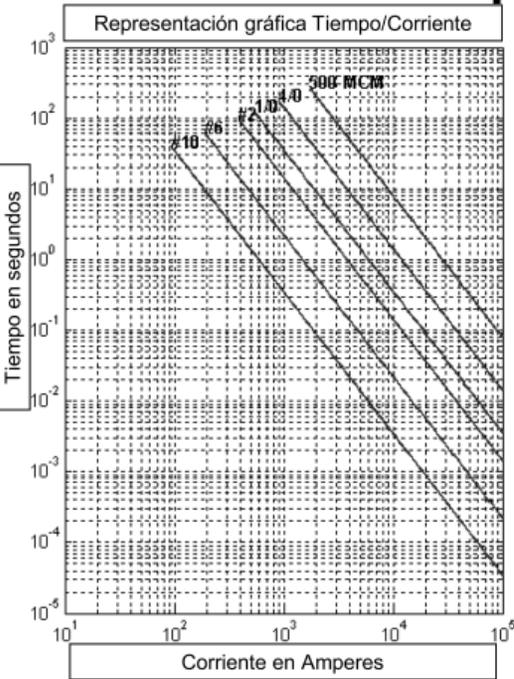
Los componentes del sistema eléctrico (líneas aéreas, cables, transformadores, etc.) tienen conductores metálicos (normalmente en forma de alambres o cables) que experimentan los efectos de estas altas corrientes.

La curva de daño representa gráficamente el tiempo de daño en relación con la corriente aplicada.

Curva de Daño Térmico

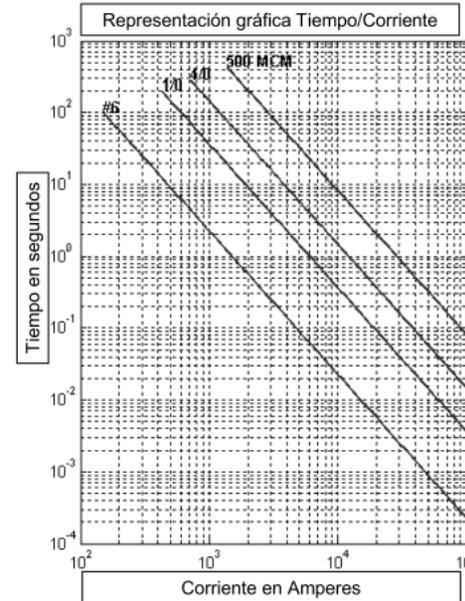


Curvas de Daño para Conductores Aislados



- Conductores de Cobre, Aislamiento Termoplástico
- Temperatura de Daño: 150° C

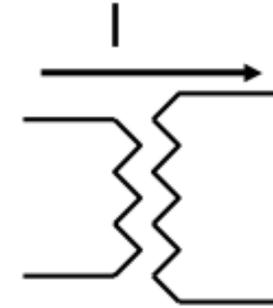
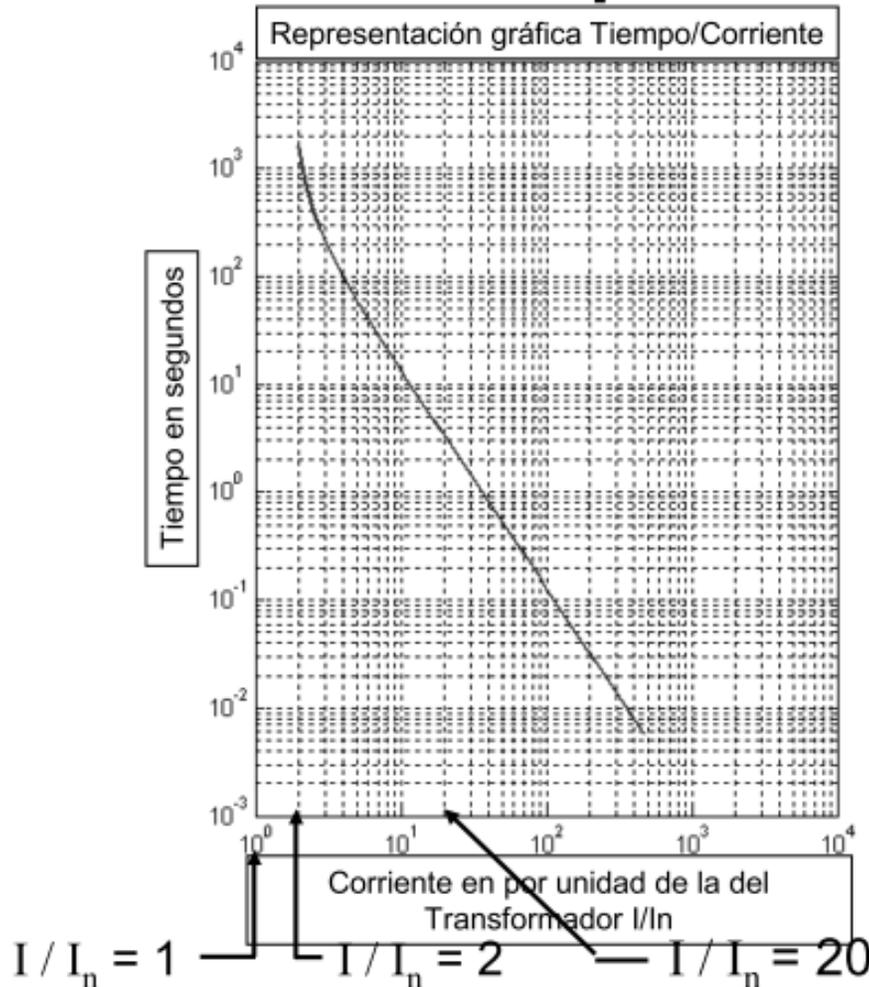
Curvas de Daño para Conductores de Distribución



- Conductores Cableados de Aluminio (Sin Aislamiento)
- Tiempo de Daño Necesario para que se Produzca el Recocido del Material Conductor

Curva de Daño para Transformadores de

Distribución



Impedancia del Transformador: $Z = 4\%$

FILOSOFIA DE LA PROTECCIÓN

- **SEGURIDAD DEL EQUIPO**
- **CONTINUIDAD DEL SERVICIO**

*MANTENER UNA MÁXIMA
SEGURIDAD DEL EQUIPO
CON UNA MÁXIMA
CONTINUIDAD EN EL
SERVICIO.*

CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES DE LA PROTECCIÓN

- **RAPIDEZ**
- **SENSIBILIDAD**
- **SELECTIVIDAD**
- **CONFIABILIDAD**
- **SIMPLICIDAD**
- **ECONOMIA**

Rapidez.-

Debe ser lo suficientemente rápidas para evitar daños al equipo o disturbios al sistema.

Ventajas de la rapidez :

Reducir daños/evitar riesgo en personal o equipo

Reducir esfuerzo y fatiga en equipo

Reducir ionización del ambiente

Evitar perdida de la estabilidad del sistema

Aspectos que perjudican la rapidez :

Saturación de transformadores de corriente por la componente de C. D.

Sensibilidad.-

Deben ser capaces de detectar fallas de baja aportación de corriente.

Aspectos que afectan la sensibilidad :

Carga

Transitorios de alta frecuencia

Corrientes de magnetización

Fallas de alta resistencia

Fuentes de alimentación débil

Selectividad.-

Deben ser capaces de detectar y desconectar solo la parte fallada del sistema.

La selectividad se logra al establecer o definir las zonas de operación mediante las características siguientes:

Diferencial:

La zona de operación esta definida por la ubicación de los transformadores de corriente y debe ser inmune a altas corrientes externas

Se ve afectada por:

Corrientes armonicas

Corrientes de magnetizacion

Saturacion de TC's

Direccion:

Discrimina la direccion de la falla y se complementa con elementos de medicion de magnitud de corriente y tiempo para determinar su zona de operacion

Confiabilidad.-

Implica dos aspectos :

Seguridad + Dependabilidad

Dependabilidad.-

Es el grado de certeza de que un relevador o sistema de relevadores opere correctamente cuando se requiera.

Seguridad.-

Es el grado de certeza de que un relevador o sistema de relevadores no opere incorrectamente o sea la habilidad para evitar operaciones incorrectas en condiciones normales o para fallas fuera de su zona de operación designada (fallas externas)

Confiabilidad.-

Implica dos aspectos : Seguridad + Dependabilidad

Factores que afectan estas características son :

Tipo de sistema de protección

Principio de medición

Calidad del relevador

Calidad y frecuencia del mantenimiento

Actualización por modificación

Pruebas correctas y completas de puesta en servicio

Ajustes

Aplicación correcta

Cambios en la configuración del sistema de potencia

Simplicidad.- se usaba mucho en reles electromecánicos ahora ya son DEI's

Un relevador debe ser tan simple y sencillo como sea posible para cumplir con su función.

Esto quiere decir que el relevador no debe contener elementos innecesarios, ya que cada elemento adicional representa una fuente potencial de problemas además de incrementar el tiempo de mantenimiento.

Los problemas en un esquema de protección, mas que en cualquier otro elemento, pueden traer graves consecuencias en un sistema de potencia.

DEI: DISPOSITIVO ELECTRONICO INTELIGENTE

Economía.-

Tener máxima protección a un mínimo costo.

Es muy deseable que el costo de los equipos de protección sea bajo, para obtener máxima protección con mínimo costo. Sin embargo un bajo costo inicial puede representar un mayor costo a largo plazo, los costos por equipo de protección pueden parecer altos si se consideran aislados, pero si se comparan con los costos de los equipos primarios protegidos se puede ver la justificación, ya que un ahorro inicial en el equipo de protección puede representar altos costos posteriores por reparaciones del equipo primario no protegido adecuadamente.



1. Confiabilidad
2. Seguridad
3. Economía
4. Rapidez
5. Simplicidad
6. Selectividad



Clasificación de la Operación de la Protección

- Operación Correcta
- Operación Incorrecta
 - ◆ Disparo en Falla
 - ◆ Disparo Falso

PROTECCION PRIMARIA.-

Son las primeras líneas de defensa de un elemento contra fallas y debe cumplir estrictamente con lo establecido en las características funcionales

.

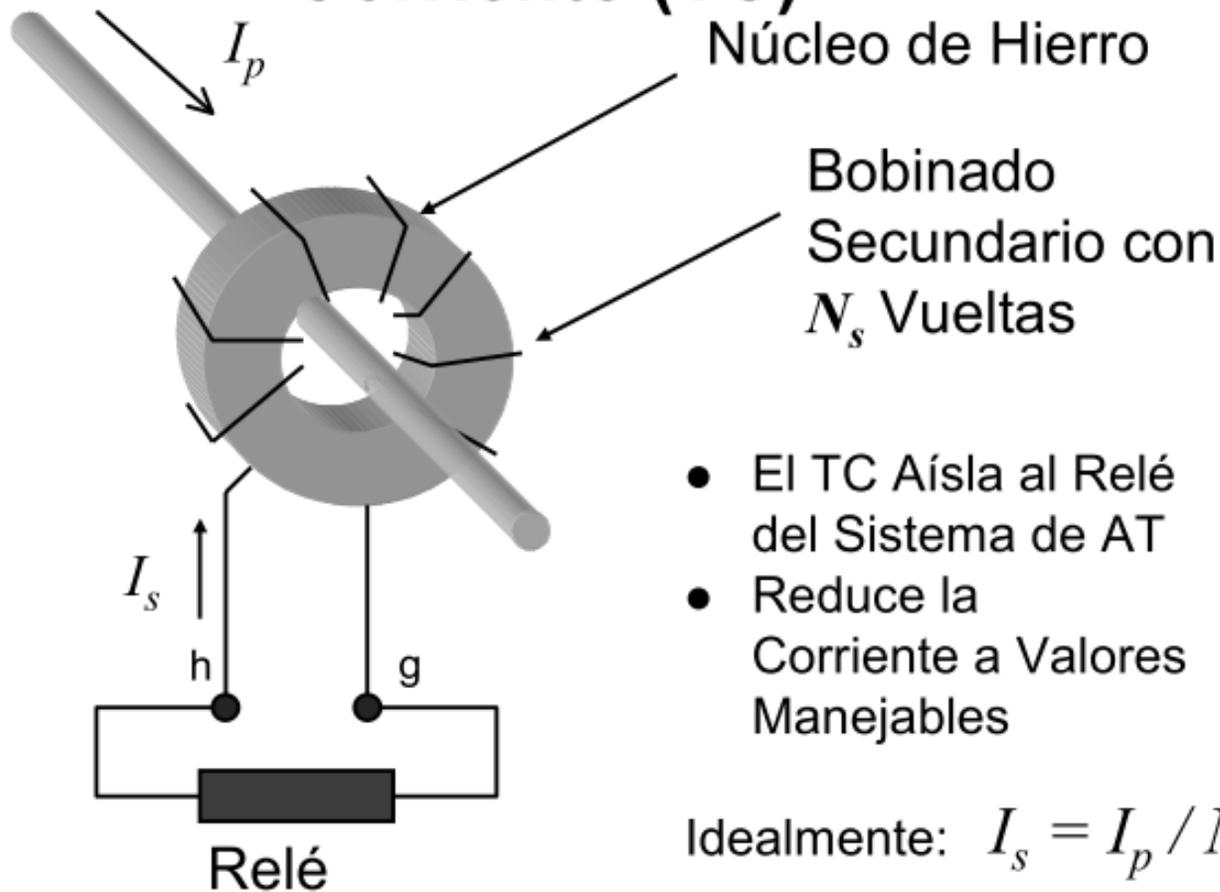
PROTECCION DE RESPALDO.-

Es aquella que actúa cuando la protección primaria no lo hace por cualquier motivo (fallas, mantenimiento, maniobras, etc.) frecuentemente adquiere las funciones de la protección primaria, cuando la sustituye por razones premeditadas operación original disminuye las características de selectividad y rapidez afectando los aspectos de seguridad del equipo y continuidad en el servicio

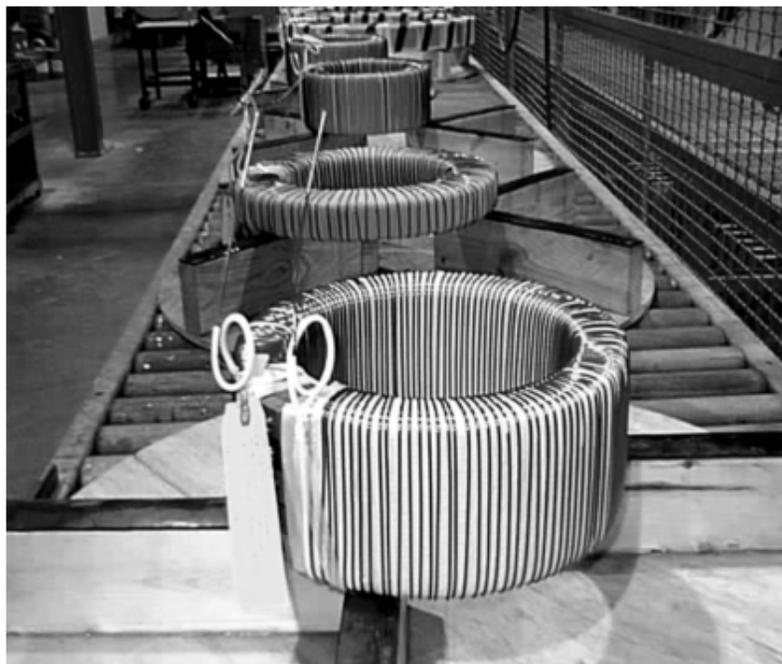
TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
- TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Principio del Transformador de Corriente (TC)



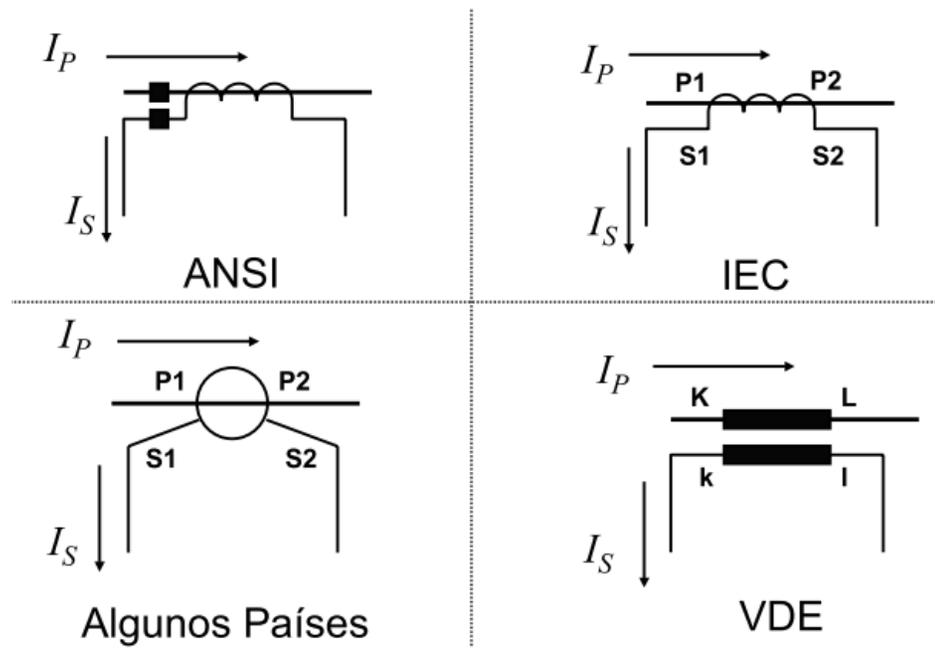
Ejemplo del Núcleo y del Bobinado Secundario



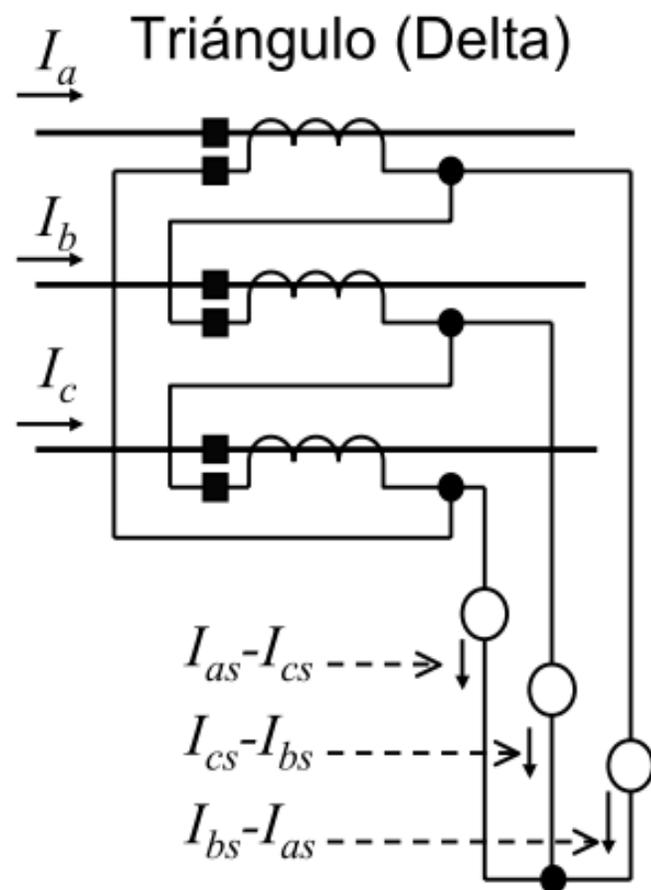
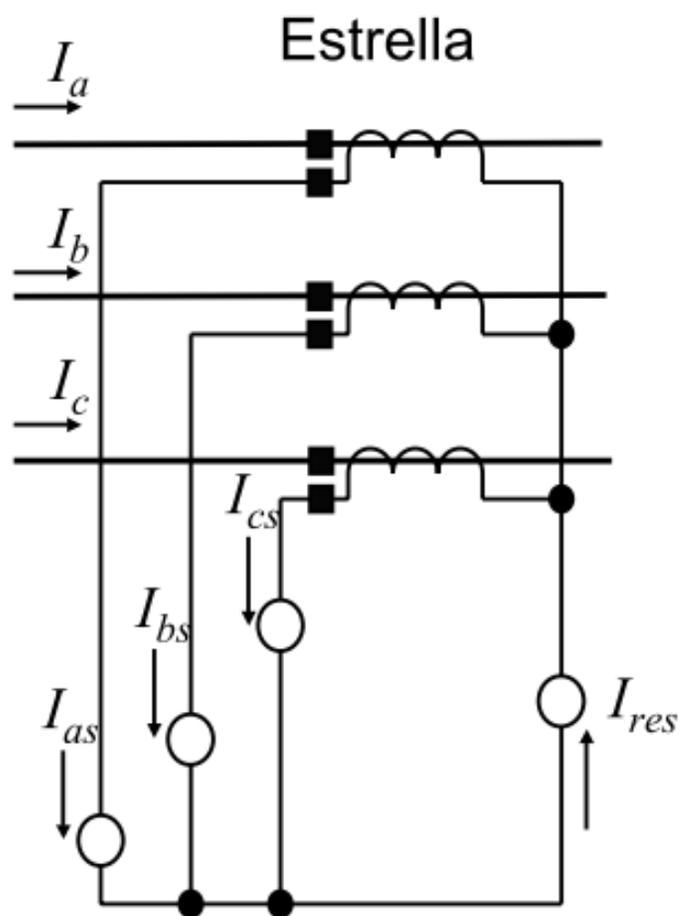
TC de Distribución de Media Tensión



Símbolos del TC



Conexiones Comunes de un TC



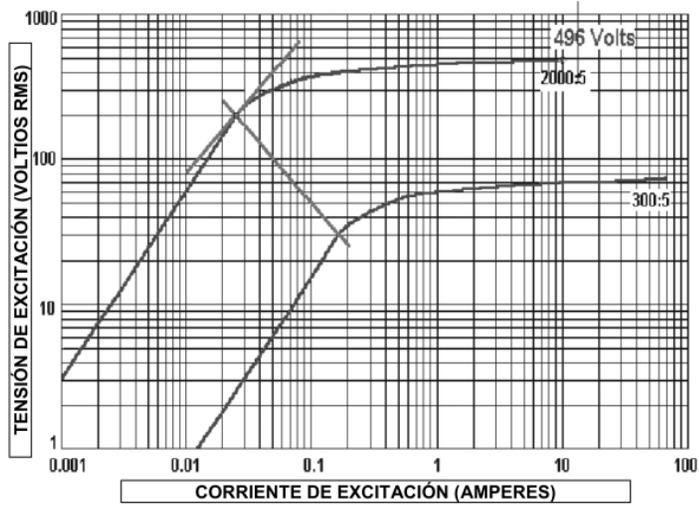
Relación del Transformador de Corriente (RTC)

$$RTC = \frac{I_P}{I_S}$$

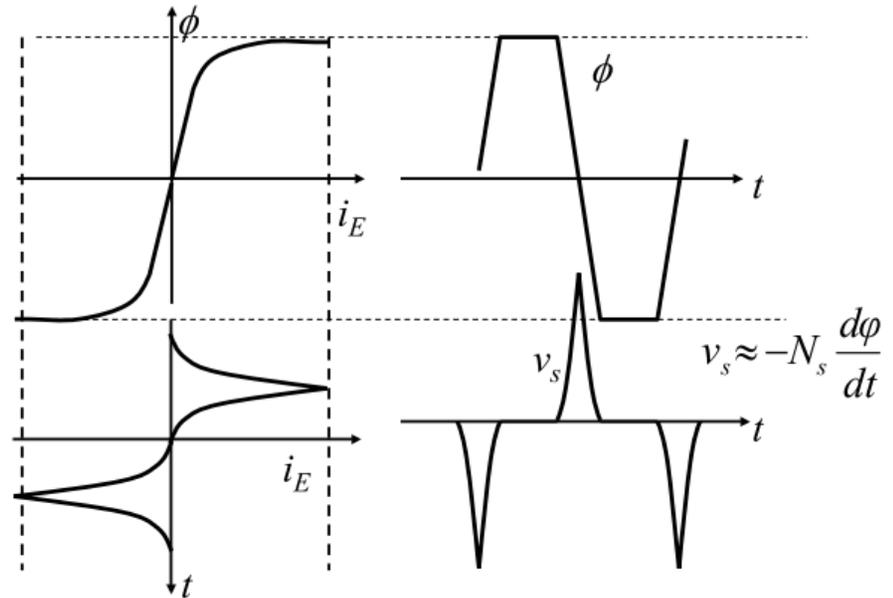
Ejemplos: $RTC = 200/5 = 40$
 $RTC = 1200/5 = 240$
 $RTC = 400/1 = 400$

- El Denominador es la Corriente Secundaria Nominal
 - ◆ Normalmente: 1 A ó 5 A
- El Numerador no Siempre es la Corriente Primaria Nominal

Curva Típica de Excitación

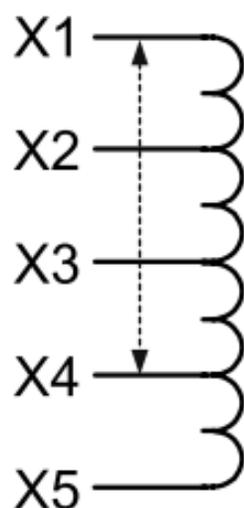


Saturación Aproximada con una Corriente Sinusoidal I_p



Parámetros del Transformador de Corriente

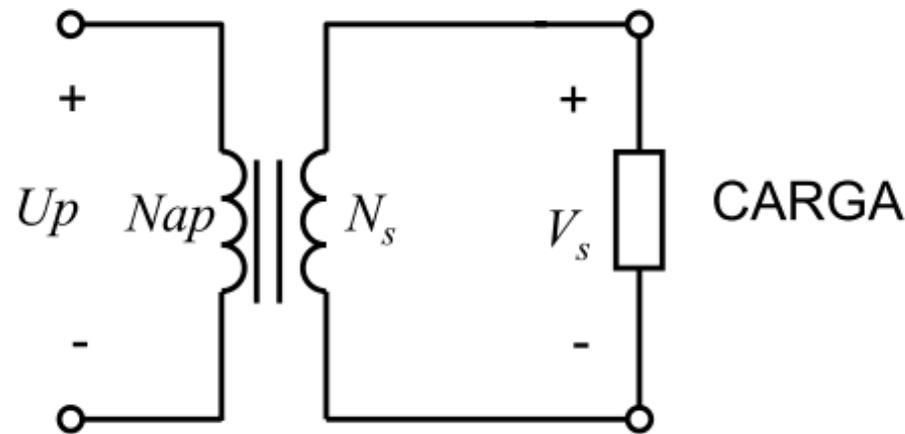
- Tipo Multi-Relación
- Ejemplo - 1200:5



<u>Valores de Corriente</u>	<u>Derivaciones (Taps) Secundarias</u>
100:5	X2 – X3
200:5	X1 – X2
300:5	X1 – X3
400:5	X4 – X5
500:5	X3 – X4
600:5	X2 – X4
800:5	X1 – X4
900:5	X3 – X5
1000:5	X2 – X5
1200:5	X1 – X5

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Transformador de Tensión Magnético (TT)

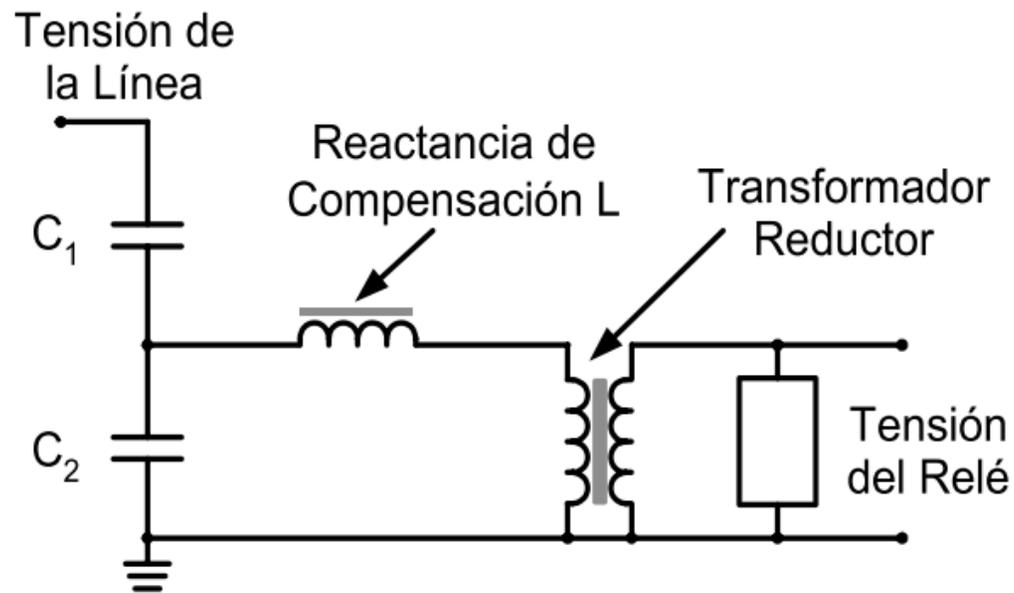


Idealmente :

$$\frac{V_s}{V_p} = \frac{N_s}{N_p}$$

CAPACITIVO

Estructura del TTC



DWG: 6049-DH01



DISPOSITIVOS DE PROTECCION EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

- *FUSIBLE*
- *RESTAURADOR*
- *SECCIONALIZADOR*
- *INTERRUPTOR - RELEVADOR*

FUSIBLE

elemento de protección para la desconexión del corto circuito el cual se construye de una determinada sección transversal hecha de una aleación metálica, este se funde al paso de una magnitud de corriente superior para la que fue diseñado.

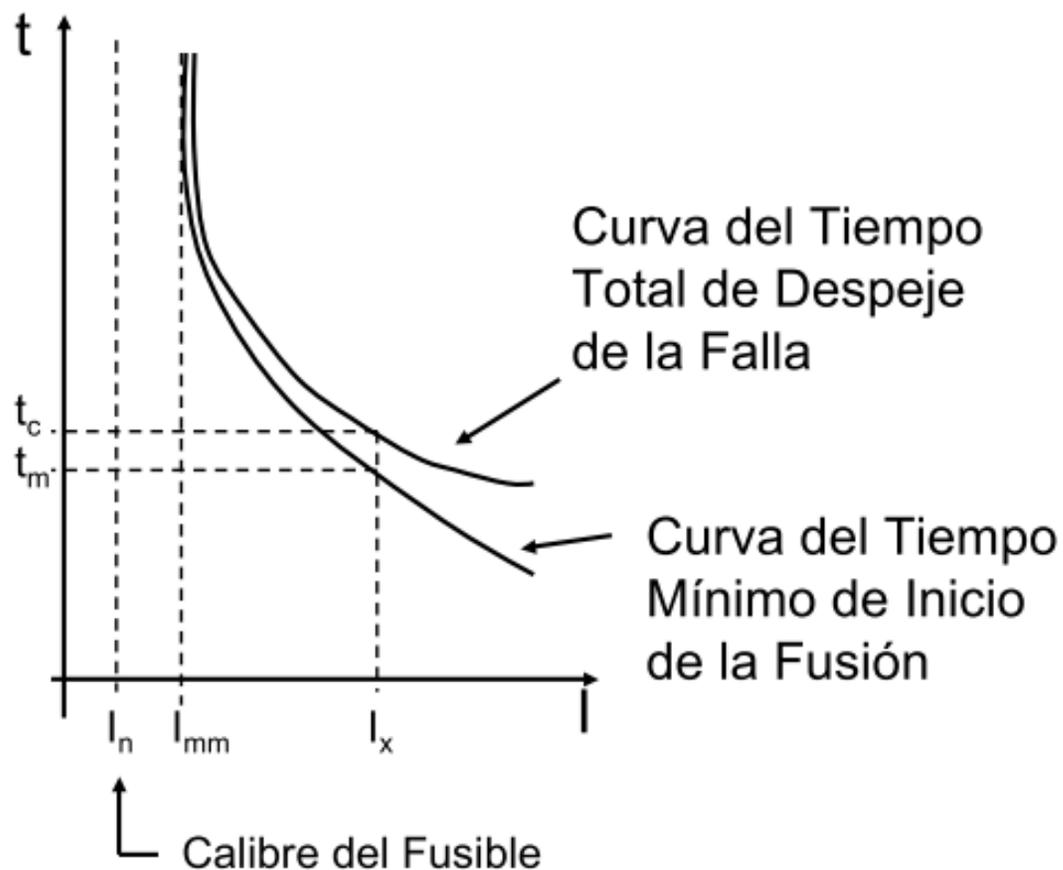
Para fusibles de un solo elemento es común usar aleaciones a partir de estaño, cobre o plata, existiendo diversas opiniones sobre las propiedades relativas de estos materiales.

FUSIBLE

La curva del tiempo mínimo de fusión o MMT (minimum melting time) es la representación gráfica para el tiempo en el cual el fusible comenzará a fundirse por la acción de una corriente determinada. Dicha curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran después del fusible en el sentido de circulación de la corriente de falla

La curva del tiempo máximo de limpieza MCT (total clearing time) es la representación gráfica para el tiempo total en que el fusible interrumpe la circulación de corriente hacia la falla, es decir toma en cuenta el tiempo desde el principio de la fusión y el desarrollo del arco eléctrico hasta que este se extingue totalmente. Esta curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran antes del fusible, en el sentido de circulación de la corriente hacia la falla.

Curvas de Fusibles



FUSIBLE

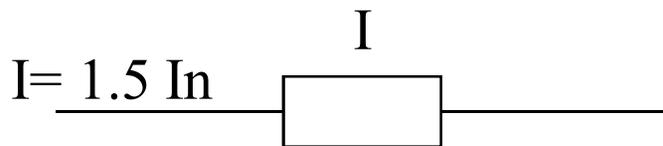
100 % Tipo N (banco de capacitores)

150% Tipo K , T , E.

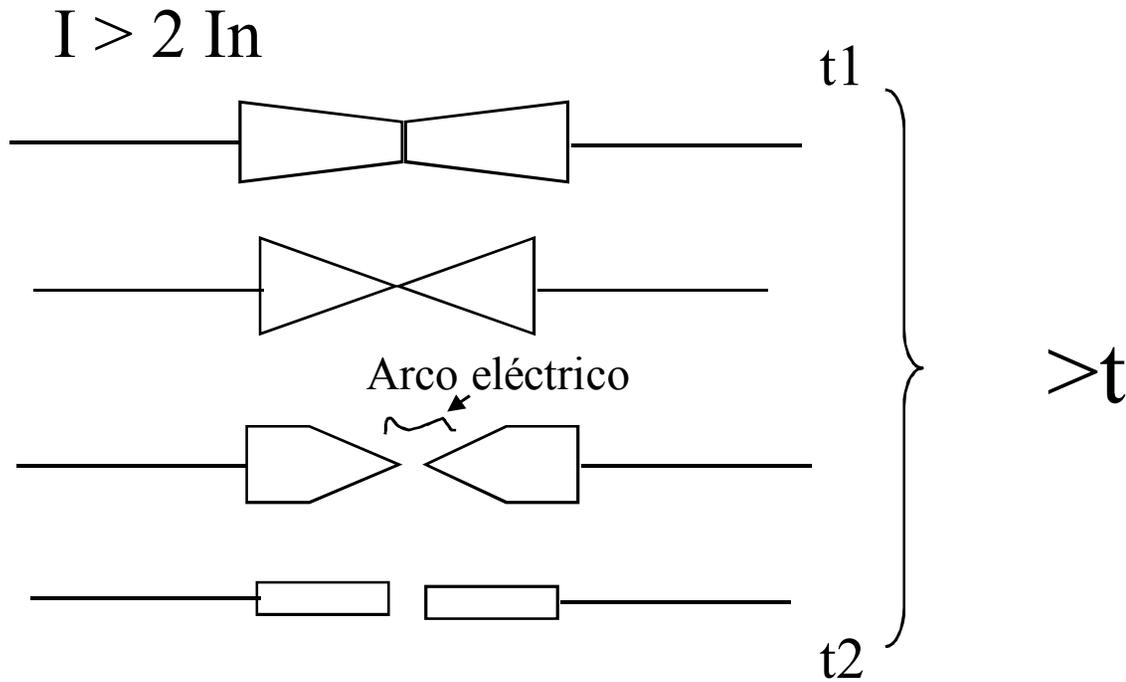
I Mínima de Fusión:

150% Tipo N, capacitores

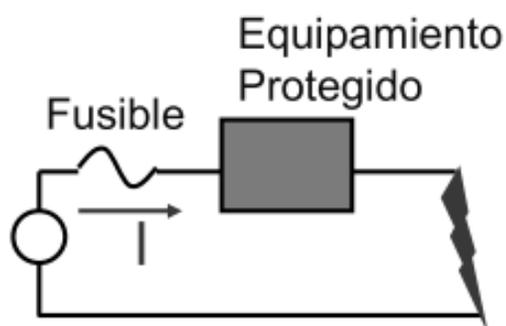
200% Tipo K , T , E.



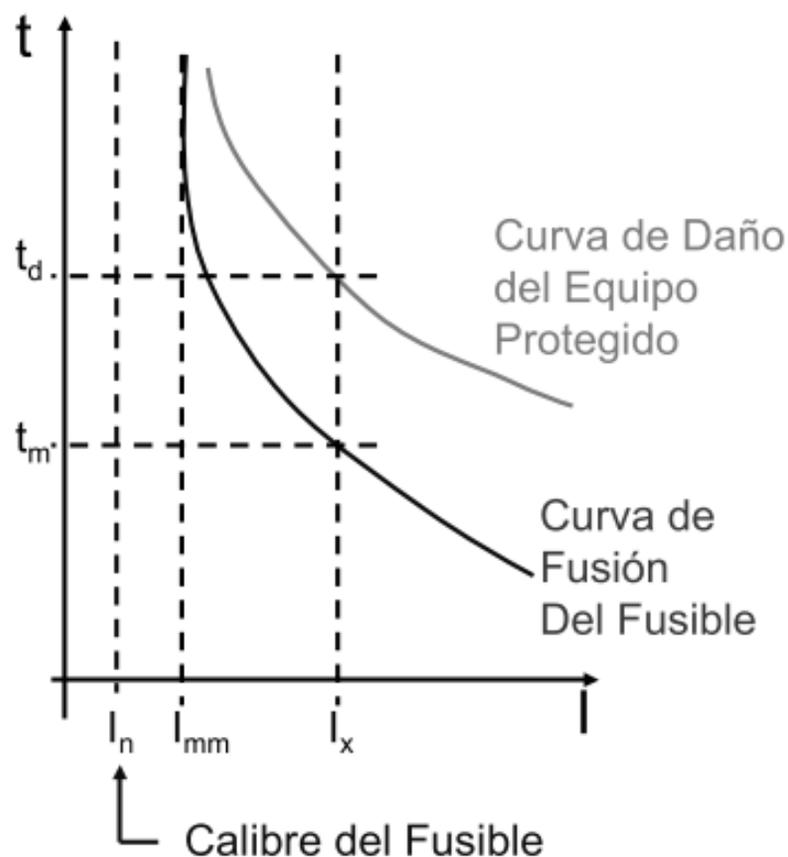
FUSIBLE



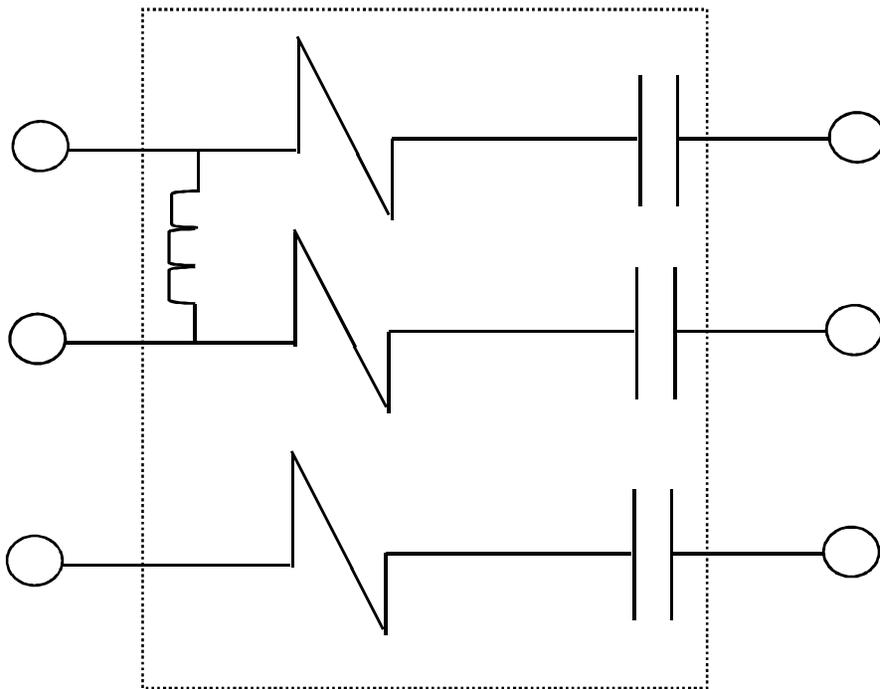
Gráficas Tiempo / Corriente



- Primera Aproximación al Principio Básico de la Protección: VELOCIDAD



RESTAURADOR



NOMENCLATURA:

#1.- Inominal máxima en régimen permanente

#2.- I mínima de Disparo (200% #1)

#3.- I corto circuito máxima permisible
(capacidad interruptiva en Amp.)

RESTAURADOR

SECUENCIA DE OPERACION:

Permite Numero de Disparos 4 , 3 , 2 , 1 (seleccionables)

Combinación de Curvas n1 A + n2 B Donde:

A= Curva Rápida

B= Curva Lenta

n1 + n2 = Numero de Disparos Ajustados.

NOTA: No es Recomendable Sobrecargar al Restaurador.

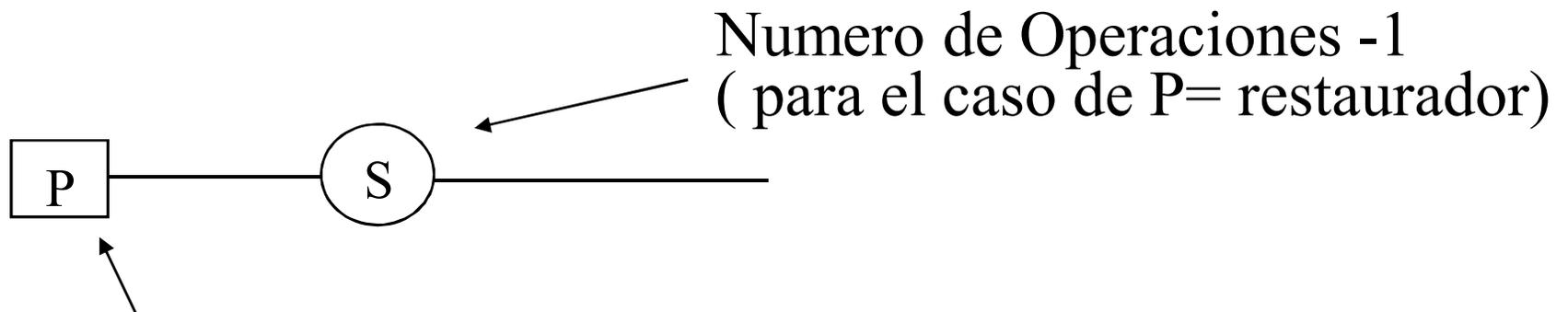


SECCIONALIZADOR

Inominal = Máxima Corriente de Carga Permanente

Iconteo = 160 % Inominal

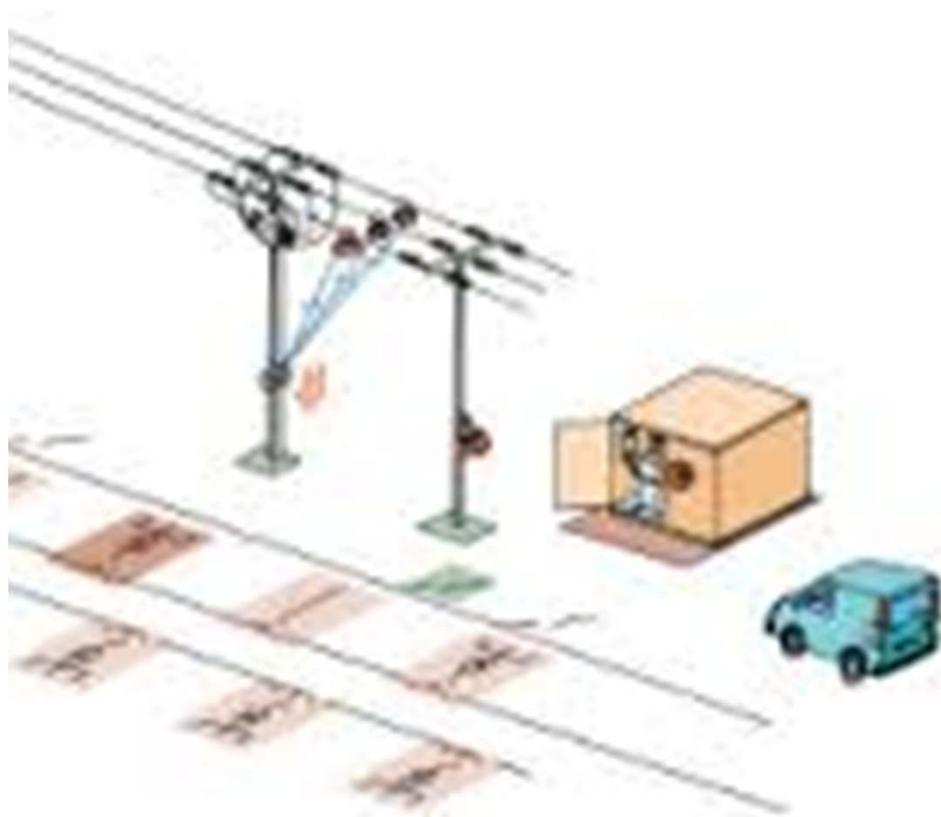
Secuencia de Operación = 1 , 2 , o 3 Conteos



Equipo de Protección con Recierre Automático

Inominal = 1.3 x I carga máxima

SECCIONALIZADOR



RELEVADORES DE PROTECCION

Los relevadores de protección son dispositivos que identifican condiciones anormales de operación del sistema. Estos son ajustados para operar bajo condiciones de falla, abriendo ó cerrando contactos propios o de sus auxiliares, para desconectar automáticamente los interruptores asociados al equipo fallado



RELEVADOR

CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES

A.- POR FUNCION

B.- POR SEÑALES DE ENTRADA

C.- POR PRINCIPIOS DE OPERACIÓN

D.- POR CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO

A.- Por Función.

Relevadores de protección.- deben detectar todo tipo de fallas en cualquier parte o componente del sistema y deben iniciar o permitir la rápida desconexión de la parte fallada del sistema.

Relevadores de regulación.- supervisan constantemente los parámetros del sistema y actúan para corregir desviaciones provocadas por las variaciones de carga.

Recierre y sincronización.- realizan la restauración inmediata de la parte afectada del sistema después de un libramiento de falla en función de las condiciones operativas preestablecidas.

Relevadores de monitoreo.- supervisan constantemente las condiciones del sistema de potencia, como también de los esquemas de protección o canales de comunicación y proporcionan información al sistema señalización local y remota

Relevadores auxiliares.- actúan por acción de otros relevadores para obtener :

- para amplificar la capacidad de contactos
- multiplicación de contactos
- aislamiento eléctrico entre varios circuitos de control.
- indicación de banderas y sellos.

B.- Por señal de entrada.

Corriente

Voltaje

Potencia

Presión

Frecuencia

Flujo

Temperatura

C.- Por su principio de operación.

Electromecánicos :

Atracción electromagnética.

De embolo

Armadura o Bisagra

De inducción.-

de Disco

de Cilindro.

Estado sólido (estáticos)

componentes semiconductores : Diodos, Transistores, SCR`s, Varistores, etc.

circuitos integrados: Amplificadores Operacionales, Sumadores, Integradores, Defasadores, Circuitos Lógicos etc.

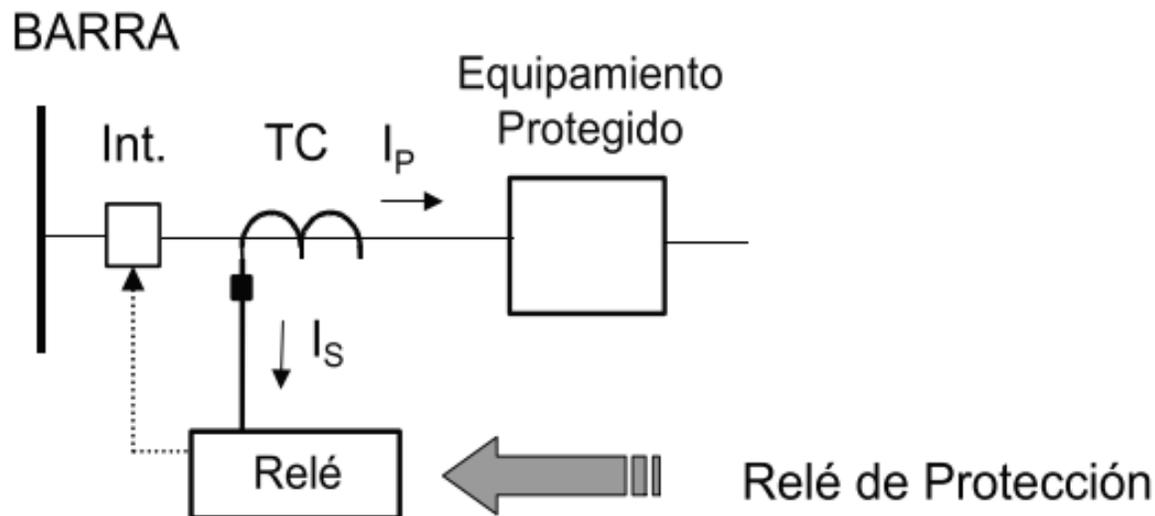
Microprocesador (digital)

prescinden de componentes discretos para realizar las acciones de relevador, trabajan a base de cantidades numérica, las cuales están determinadas por las cantidades de entrada, y son procesadas por uno o varios microprocesadores resolviendo las ecuaciones que representan las características de operación de uno o varios relevadores simultáneamente.

D.- Por su característica de funcionamiento.

- Sobre corriente instantánea**
- Sobre corriente de tiempo inverso**
- Sobre corriente direccional**
- Distancia**
- Diferencial**
- Voltaje**
- Potencia**
- Onda viajera**
- Comparación direccional**
- Comparación de fase**
- Alta y baja velocidad**
- Fase o tierra**

Unidad de Protección Utilizando Interruptores y Relés



- El Tiempo Total de Despeje Debe Ser Menor que el Tiempo de Daño del Equipo.

RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE

51 = Sobrecorriente De Tiempo

50 = Sobrecorriente Instantáneo

TAP.- Determina la Corriente Mínima de Operación del Relevador
(Ipick-up)

PAL.- Determina las Curvas Dentro de las Familias de
Características Tiempo - Corriente.

INS.- Determina la Corriente Mínima de Operación de la Unidad
Instantáneas.

- *RETARDO DE TIEMPO Y SUS DEFINICIONES*

Algunos relevadores tienen retardo de tiempo ajustable y otros son instantáneos.

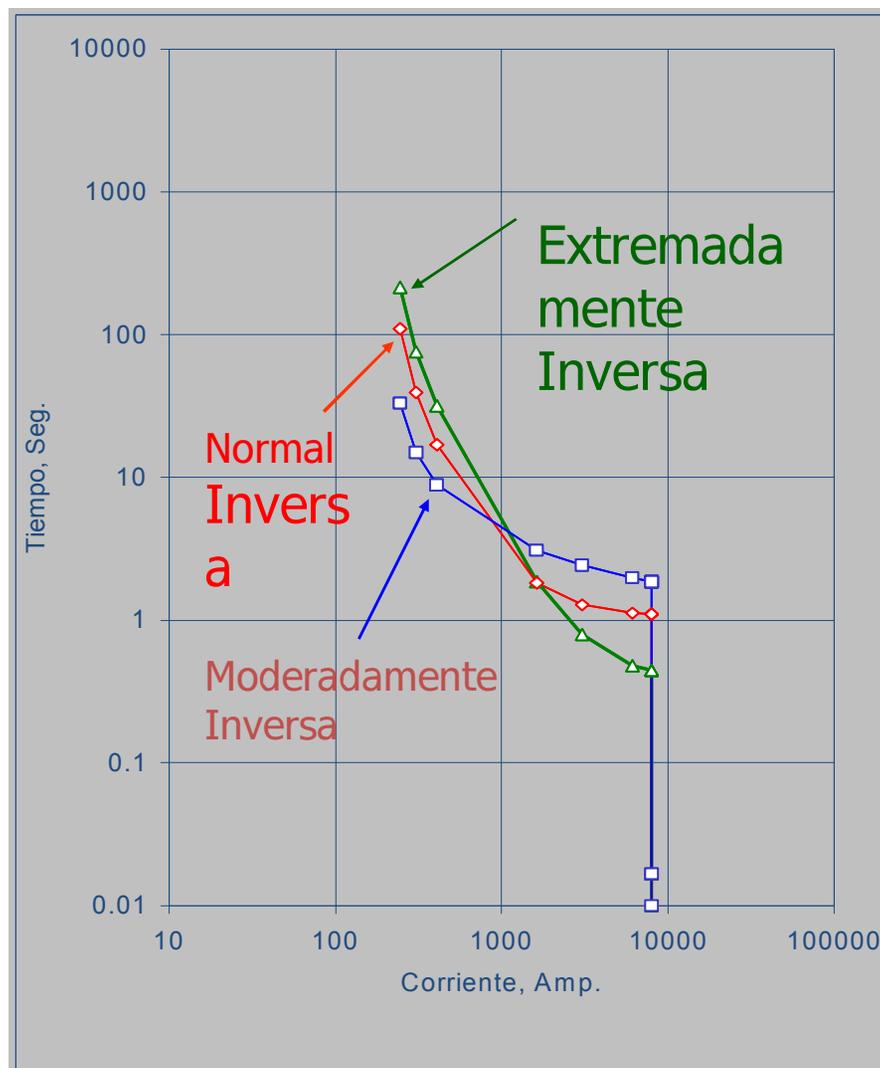
El término instantáneo significa que no tiene retardo intencional de tiempo.

El tiempo de operación de un relevador instantáneo varía según el tipo de relevador entre 0.017 y 0.1 seg.

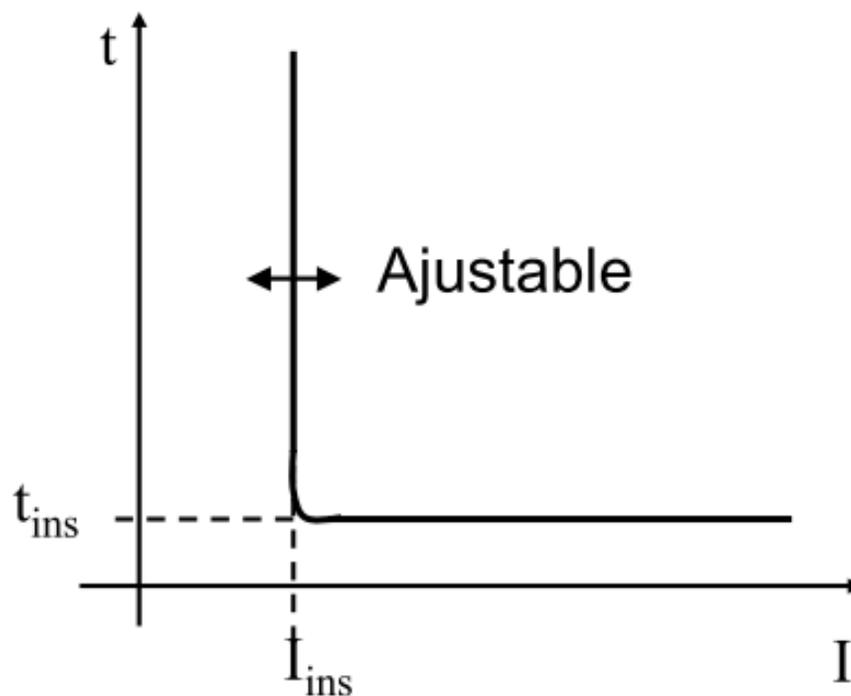
Curva de tiempo inverso.- Es aquella en la que *el tiempo de operación es menor mientras mayor sea la magnitud de la cantidad actuante.* Mientras más pronunciado sea el efecto se dice que la curva es más inversa, se tiene normal inversa, muy inversa y extremadamente inversa.

Curva de tiempo definido.- Estrictamente es aquella en la que el tiempo de operación no depende de la magnitud de la cantidad actuante.

DEFINICIONES DE RETARDO DE TIEMPO 51

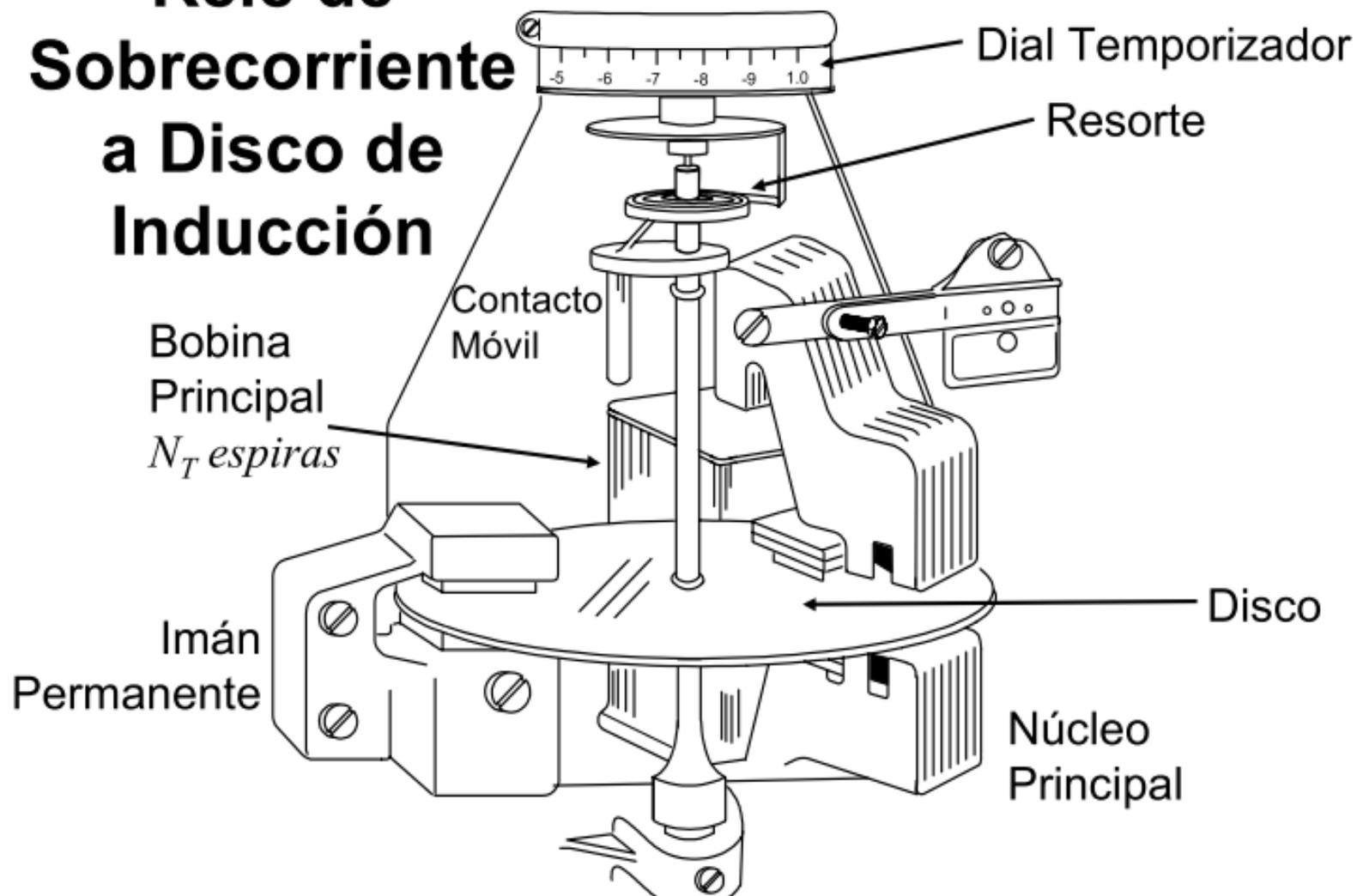


Curva Instantánea (50)



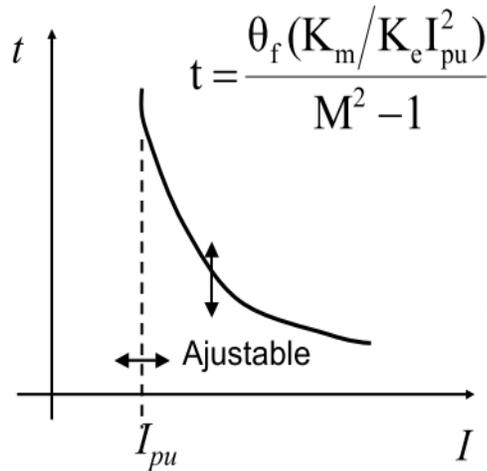
Tiempo $t_{ins} < 3$ Ciclos

Relé de Sobrecorriente a Disco de Inducción



Tiempo de Operación del Relé a Disco de Inducción

Ajuste de la Curva de Tiempo

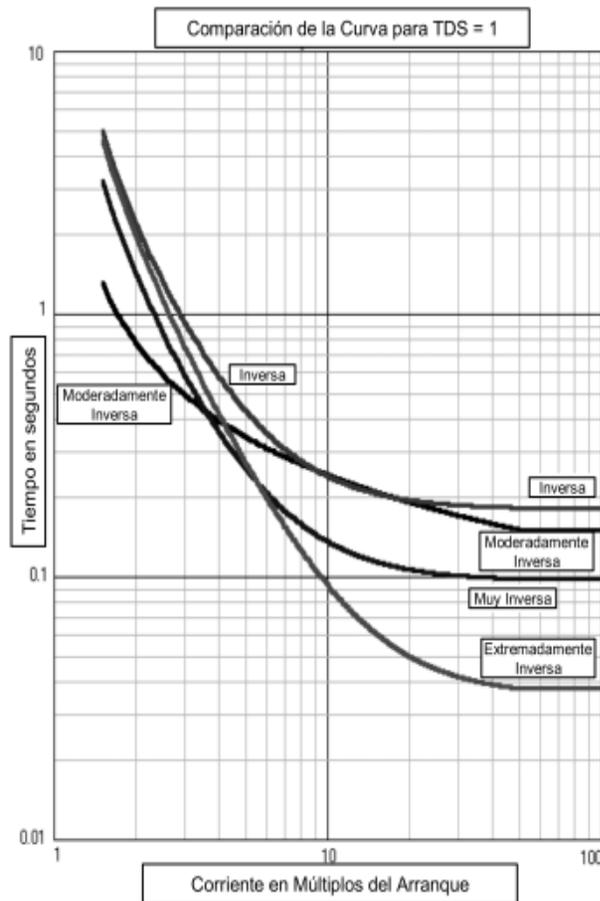


- El Desplazamiento del Contacto Móvil θ_f es Ajustable
- El Dial Temporizador Ajusta el Ángulo del Desplazamiento Total

Resumen de los Ajustes del Elemento de Inducción 51

- Ajuste de la Corriente de Arranque
 - ◆ Derivaciones en la bobina de corriente del relé
- Ajuste de la Curva Tiempo/Corriente
 - ◆ Control de la posición inicial del disco (ajuste del dial temporizador)

Comparación de Características



- Formas de las Curvas para Relés a Disco de Inducción no Ajustables

Características Tiempo/Corriente según Normas

- IEEE C37.112 - 1996

$$T = TDS \cdot \left(\frac{A}{M^P - 1} + B \right) \quad M \geq 1$$

$$T = TDS \cdot \left(\frac{C}{1 - M^2} \right) \quad M < 1$$

- IEC 225 - 4

$$T = TDS \cdot \frac{A}{M^P - 1}$$

Los Relés Digitales Emulan la Dinámica del Disco de Inducción

- Forma Original de la Ecuación Dinámica

$$\frac{d\theta}{dt} = \frac{K_e I_{pu}^2}{K_m} [M^2 - 1] = H(M)$$

- Forma Discreta de la Ecuación Dinámica

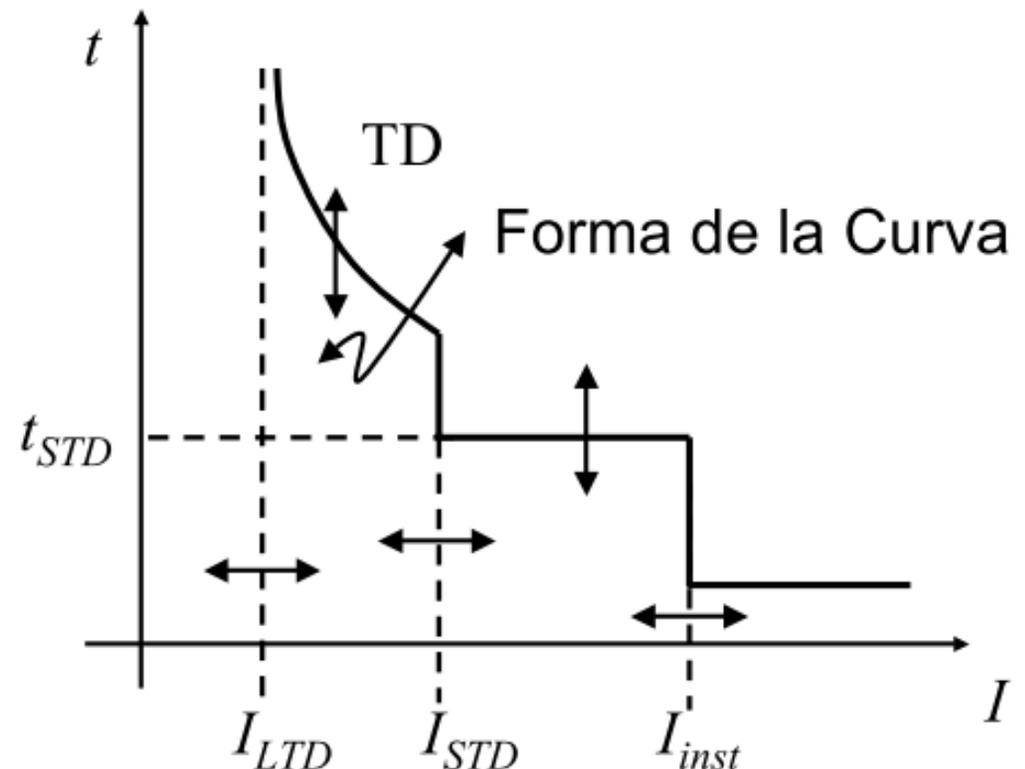
$$\frac{\Delta\theta}{\Delta t} = \frac{\theta_k - \theta_{k-1}}{\Delta t} = \frac{K_e I_{pu}^2}{K_m} [M_k^2 - 1] = H(M_k)$$

$M_k = I./I_k$ es calculada en cada muestra

Ajustes del Relé Digital

Ajustes Adicionales en los Relés Digitales

- Ajuste de la Corriente de Arranque
 - ◆ Derivaciones en la bobina de corriente del relé
- Ajuste de la Curva Tiempo/Corriente
 - ◆ Control de la posición inicial del disco (ajuste del dial temporizador)
- Forma de la Curva (inversa, muy inversa, etc.)

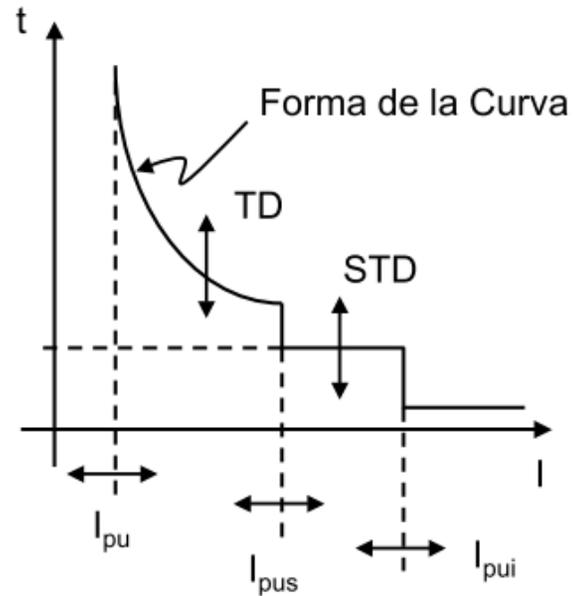


COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRE CORRIENTE

Objetivo de la Coordinación

- Determinar las características y ajustes de los dispositivos de protección para lograr simultáneamente lo siguiente:
 - ◆ Máxima sensibilidad
 - ◆ Máxima velocidad
 - ◆ Máxima seguridad
 - ◆ Máxima selectividad

Objetivo de la Coordinación – Nota 1



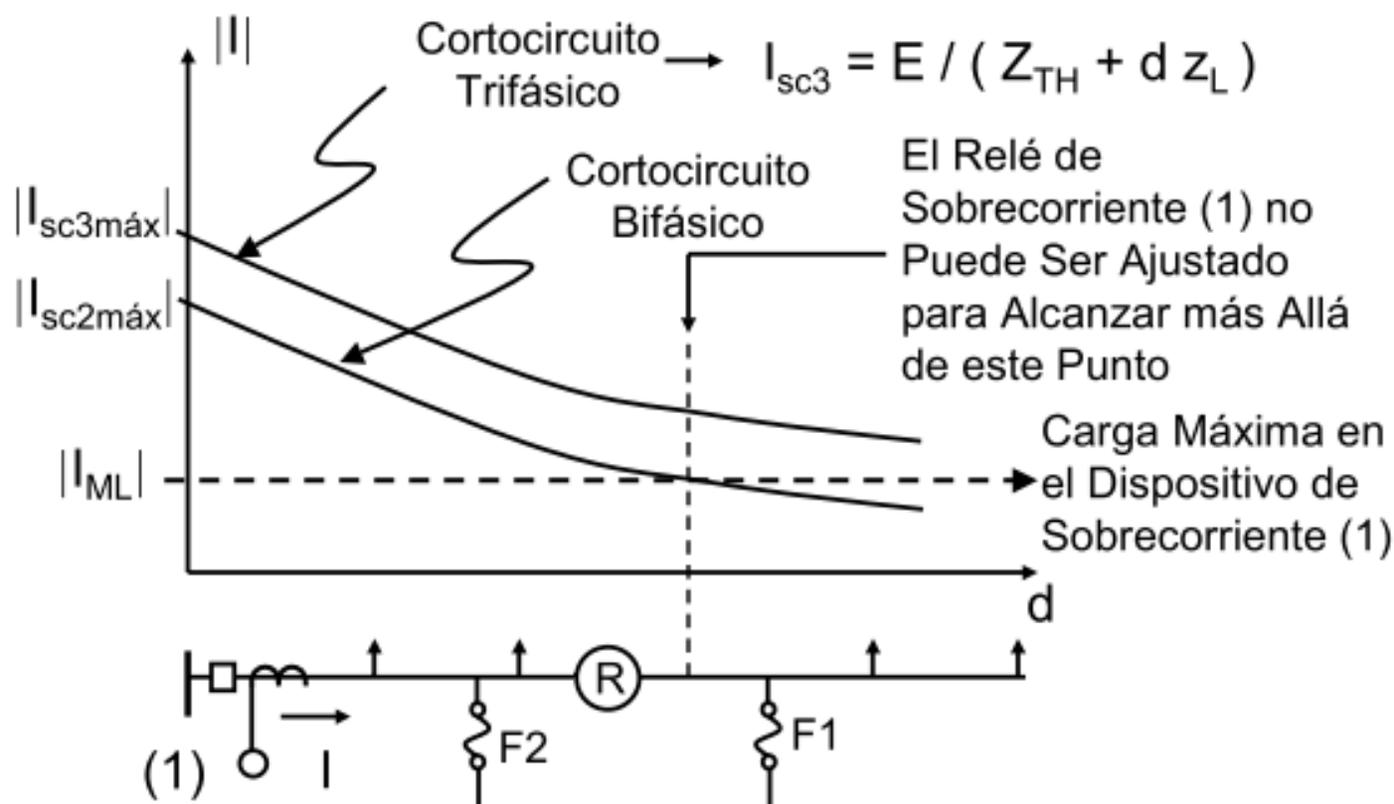
Las características y ajustes de los dispositivos de protección por sobrecorriente son las siguientes:

- Corriente de arranque de los elementos retardados
- Corriente de arranque de los elementos instantáneos
- La característica de retraso (curva o tiempo) de los elementos retardados

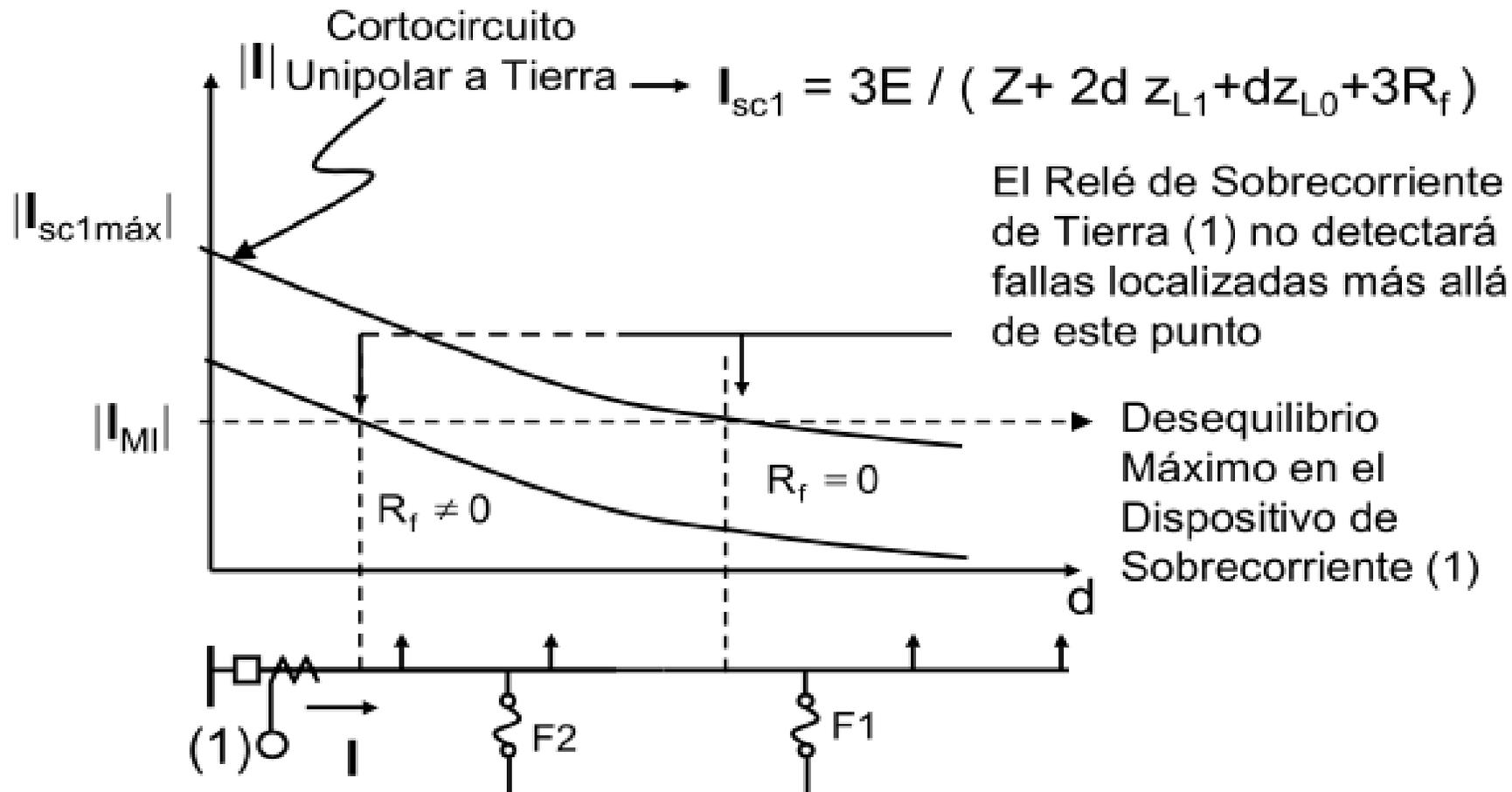
Objetivo de la Coordinación – Nota 2

- Al mejorar al máximo la sensibilidad, la velocidad, la seguridad y la selectividad junto con la confiabilidad, todos los requisitos de calidad de la energía son optimizados.
- Intentar conseguir simultáneamente sensibilidad, velocidad, seguridad y selectividad causa conflictos de coordinación.

Primer Conflicto: Sensibilidad versus Seguridad Carga Máxima – Cortocircuito Mínimo



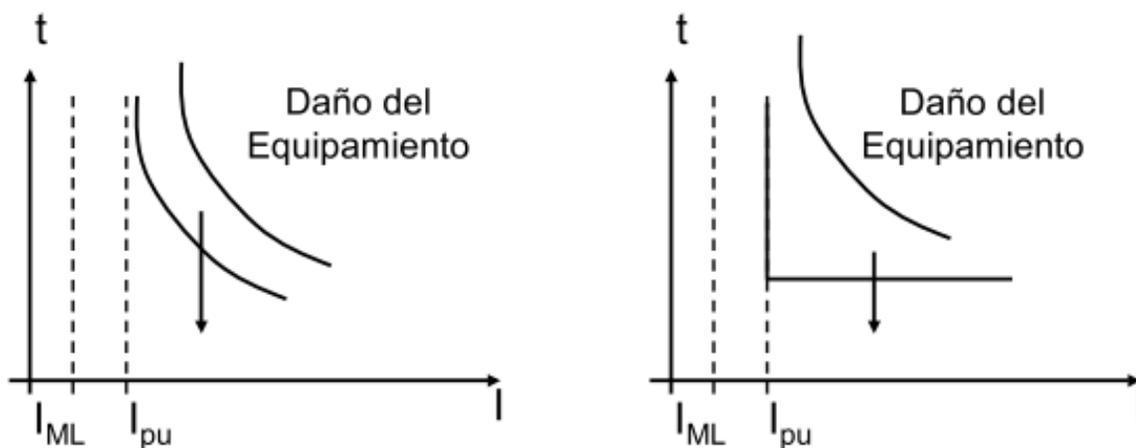
Segundo Conflicto: Resistencia de la Falla – Sensibilidad del Relé de Tierra



Determinación de las Características del Dispositivo de Sobrecorriente con Retardo

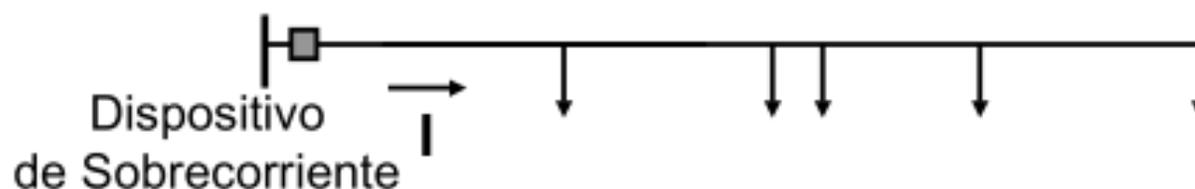
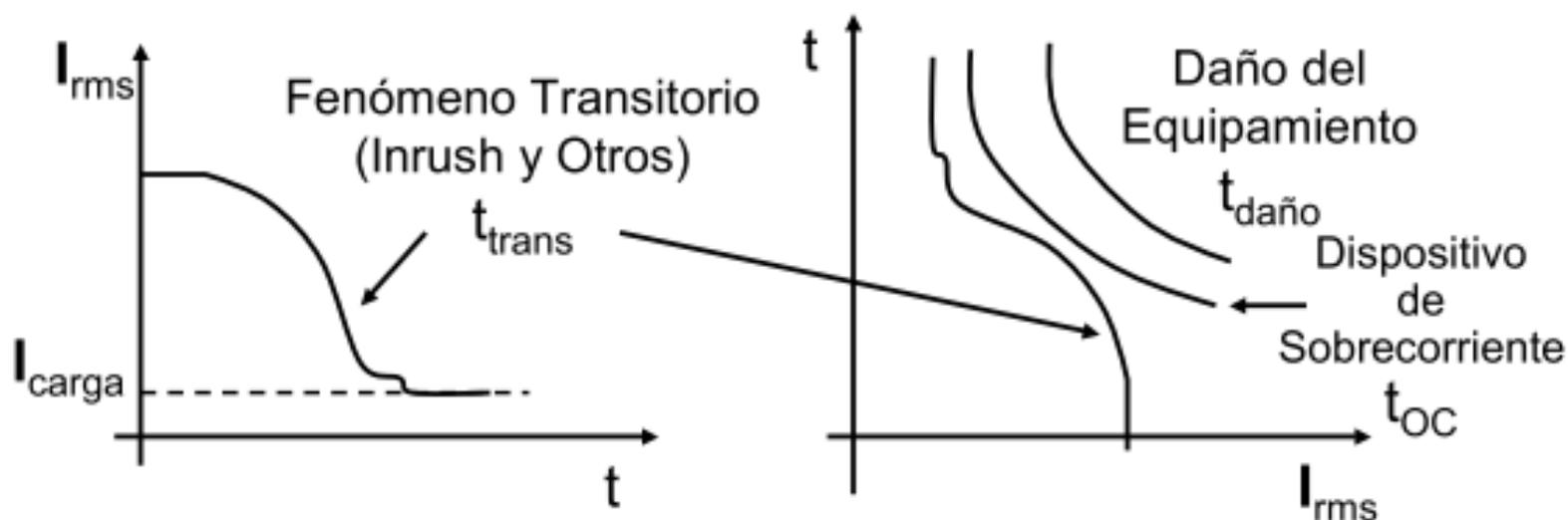
¡VELOCIDAD!

Mínimo Retraso



La característica de retardo es necesaria para obtener seguridad y selectividad en el sistema de protección. Sin embargo, tal retardo debe ser reducido para cumplir con el requisito de VELOCIDAD, el cual involucra al equipamiento y al personal de protecciones.

Tercer Conflicto: Velocidad versus Seguridad Tiempo de Daño del Equipo – Transitorios

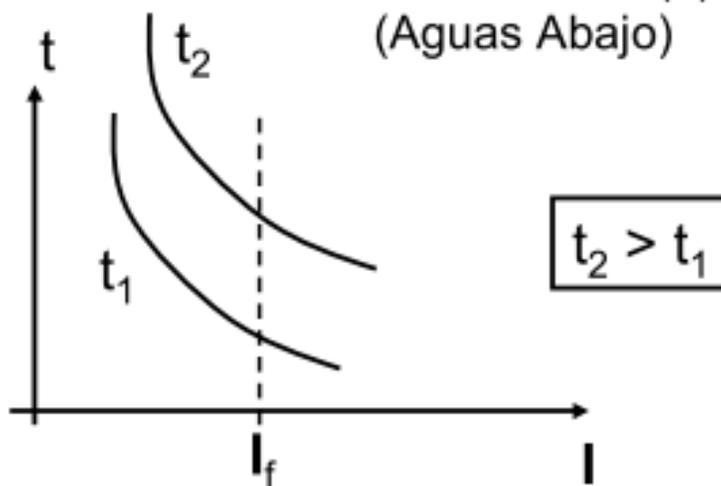


El Tiempo de Operación tiene Límites Superiores e Inferiores:

$$t_{trans} < t_{OC} < t_{daño}$$

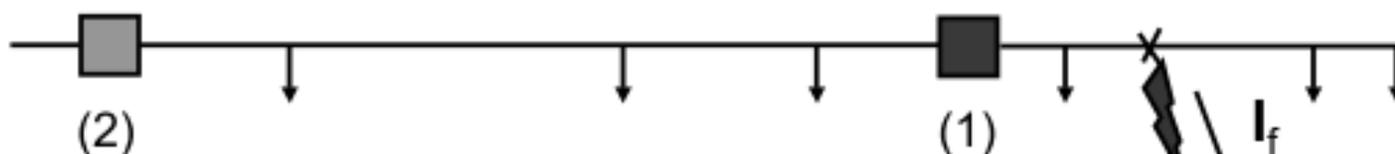
Requisitos de la Selectividad: Coordinación del Tiempo

(Válido para Dispositivos de Corriente de Fase y de Tierra)



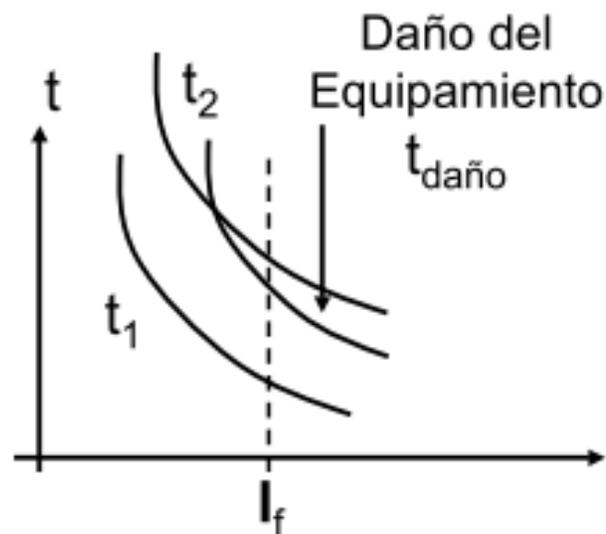
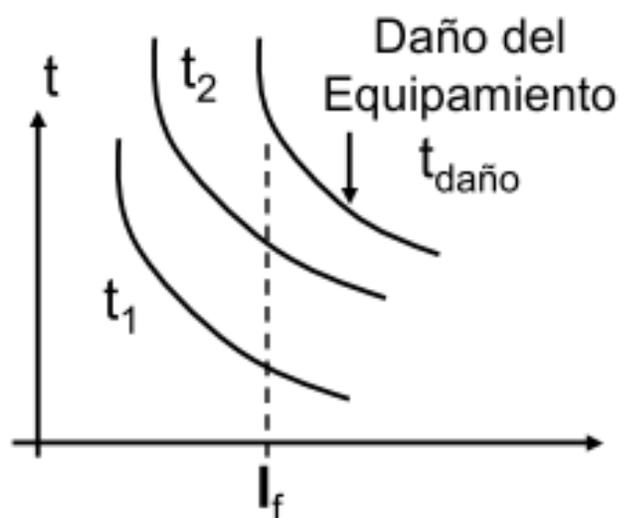
Cuarto Conflicto: Velocidad versus Selectividad Tiempo de Daño vs. Continuidad del Servicio

Lado de Fuente
→

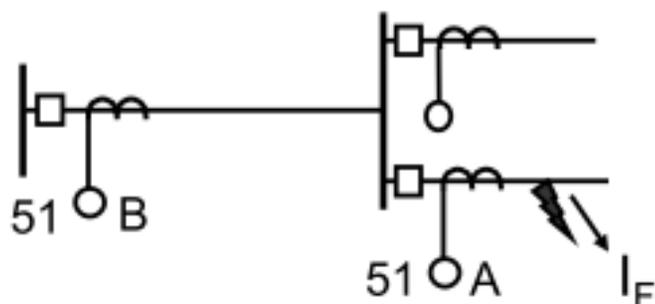


Lado de Carga

Conflicto



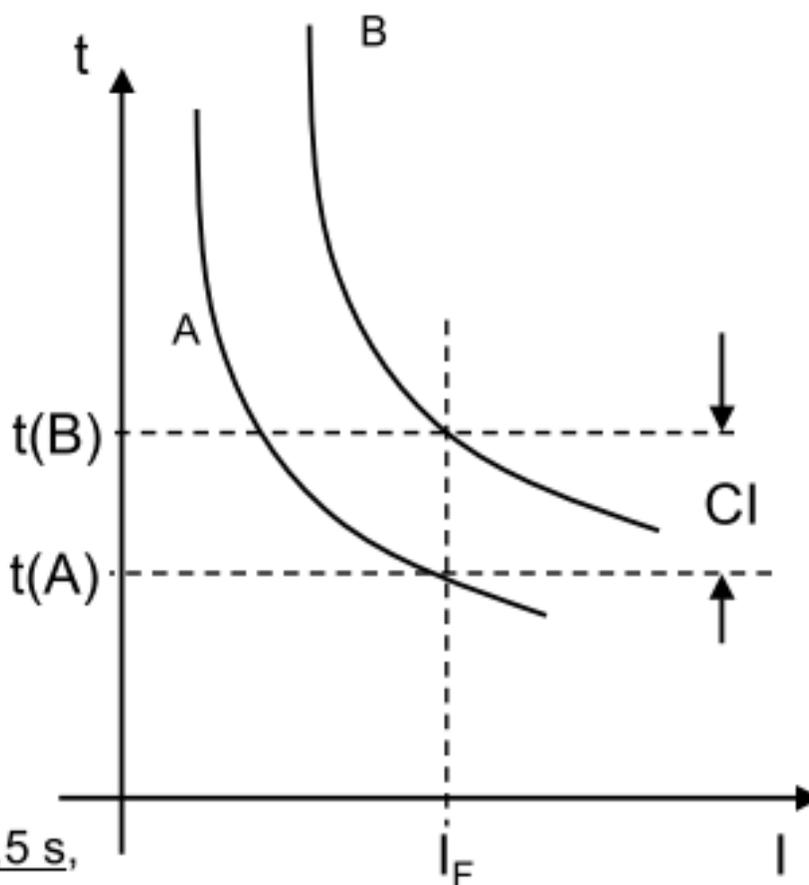
Coordinación Entre Interruptores con Relés (Caso 1)



“A” es el relé aguas abajo con el tiempo de retardo más largo

$t(B) > t(A) + CI$
Para Todas las Fallas en
la Zona del Relé A

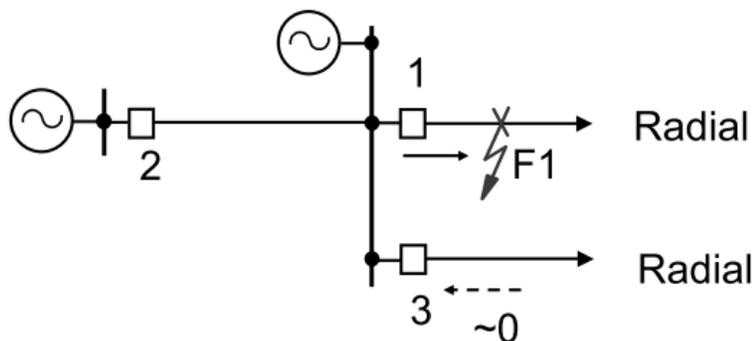
“CI” es el tiempo del intervalo de coordinación, normalmente de 0,2–0,5 s, según los equipos



ELEMENTOS DE PROTECCION DIRECCIONALES 67

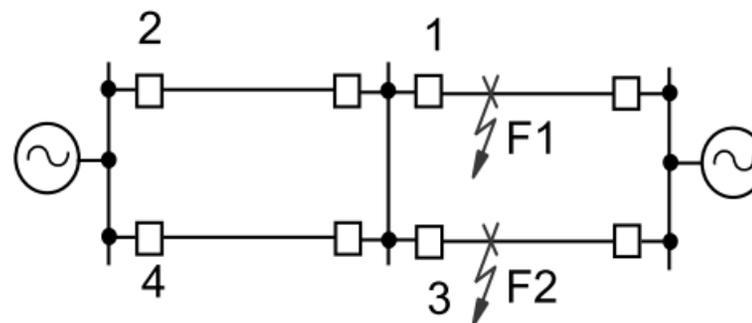
La protección de sobrecorriente direccional (67, 67N) necesita información de corriente y tensión para poder discriminar la dirección de la falla. Mediante la direccionalidad se incrementa la aplicación del principio de sobrecorriente a líneas anilladas y paralelas

Necesidad de Elementos Direccionales



- Condición de Selectividad:
 - ◆ $t_2 > t_1$ para fallas en F1
- No hay Necesidad de Verificar la Coordinación entre 3 y 1

Necesidad de Elementos Direccionales



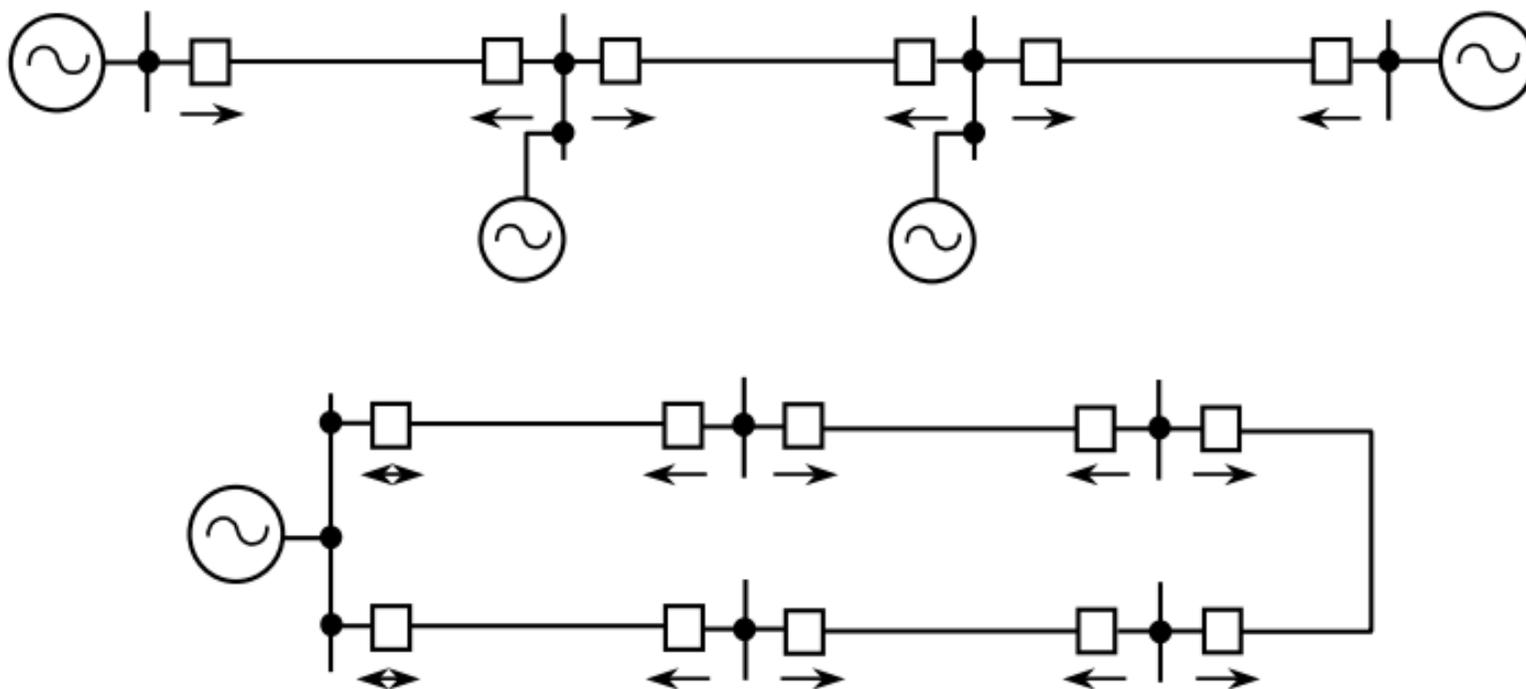
- Condiciones de Selectividad:

$t_3 > t_1$ para F1
 $t_1 > t_3$ para F2

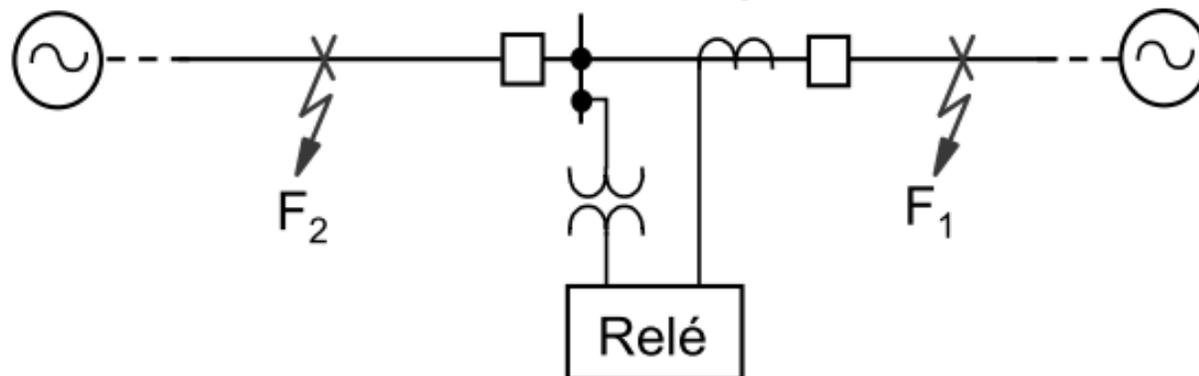
Contradicción

Protección de Sobrecorriente Direccional

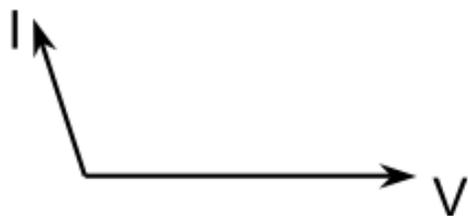
Aplicaciones Básicas



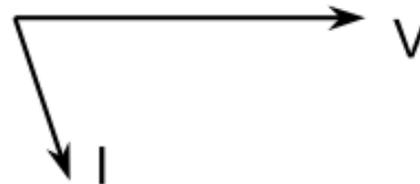
Protección de Sobrecorriente Direccional Principio Básico



Falla hacia Atrás (F_2)

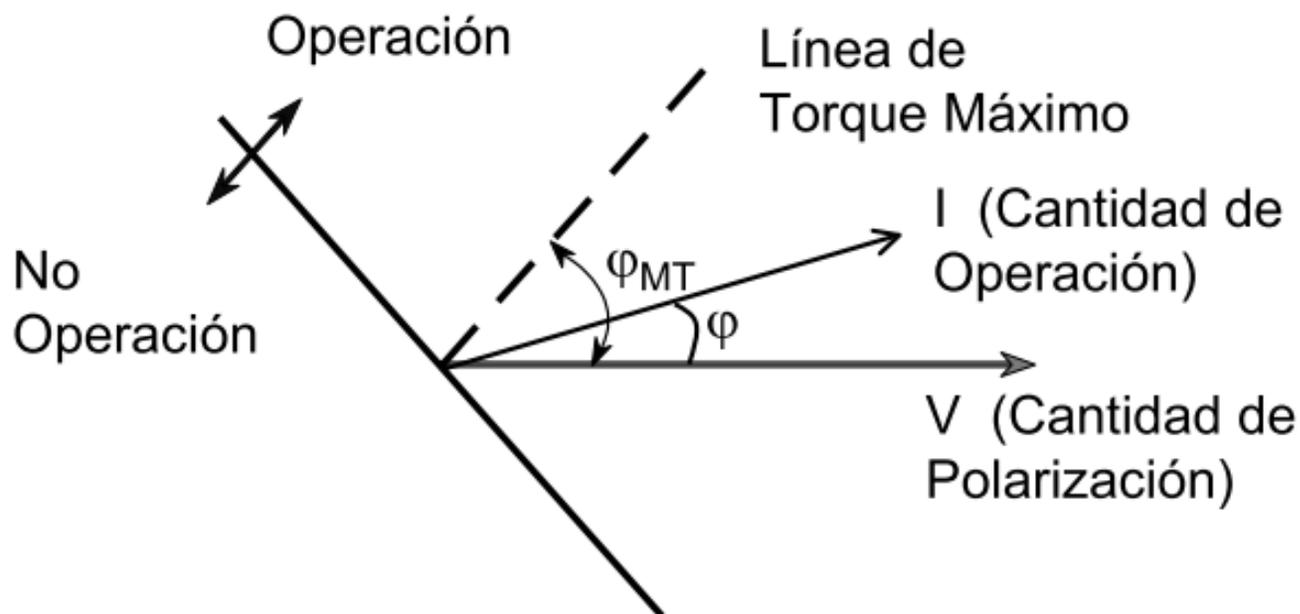


Falla hacia Adelante (F_1)



Relé Direccional Tradicional Característica de Operación

$$VI \cos(\varphi - \varphi_{MT}) \geq 0$$



PROTECCION DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR 87T

Origen de los Esfuerzos en el Transformador

- Ciclo Térmico
- Vibración
- Calentamiento Localizado debido al Flujo Magnético
- Efectos Producidos por las Corrientes de Falla Pasantes
- Calentamiento por Sobrecarga o Refrigeración Inadecuada

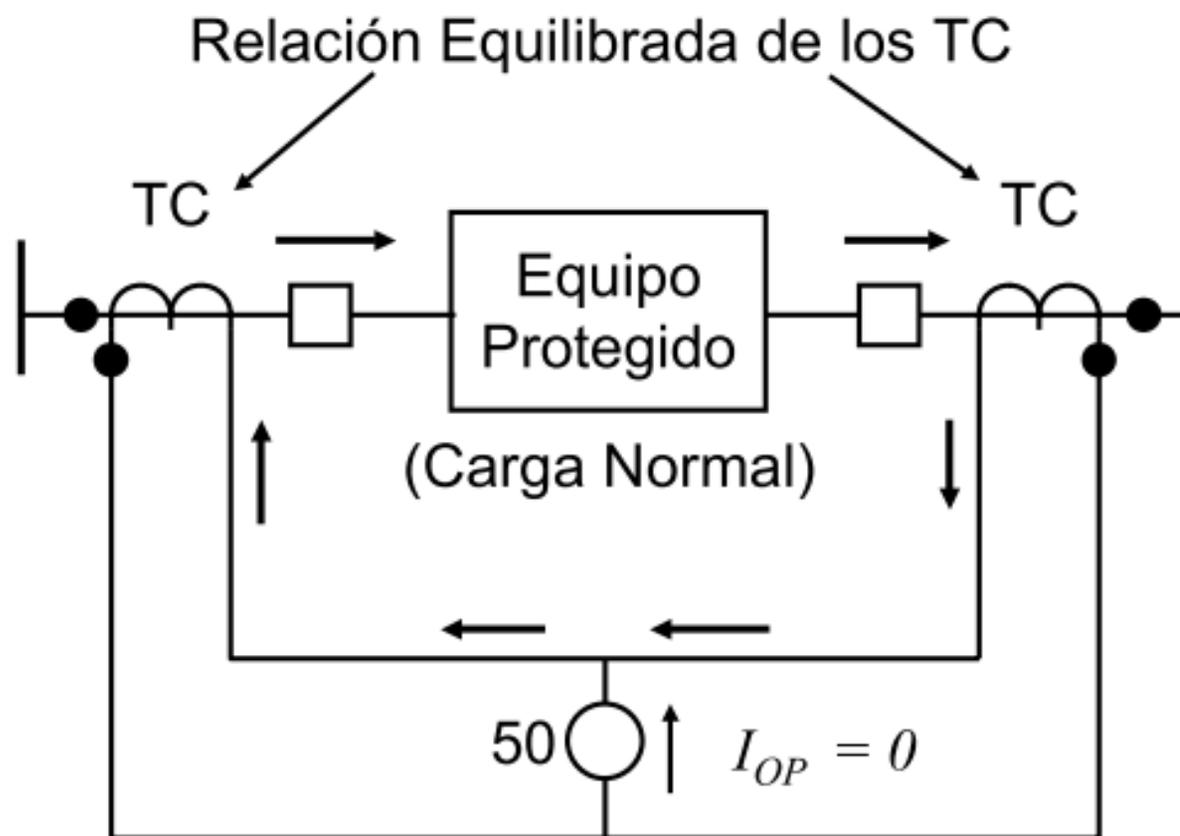
Fuente: C37.91-2000 IEEE Guía de Aplicación de Relés en Transformadores de Potencia

Estadísticas de Fallas en Transformadores 1983–1988

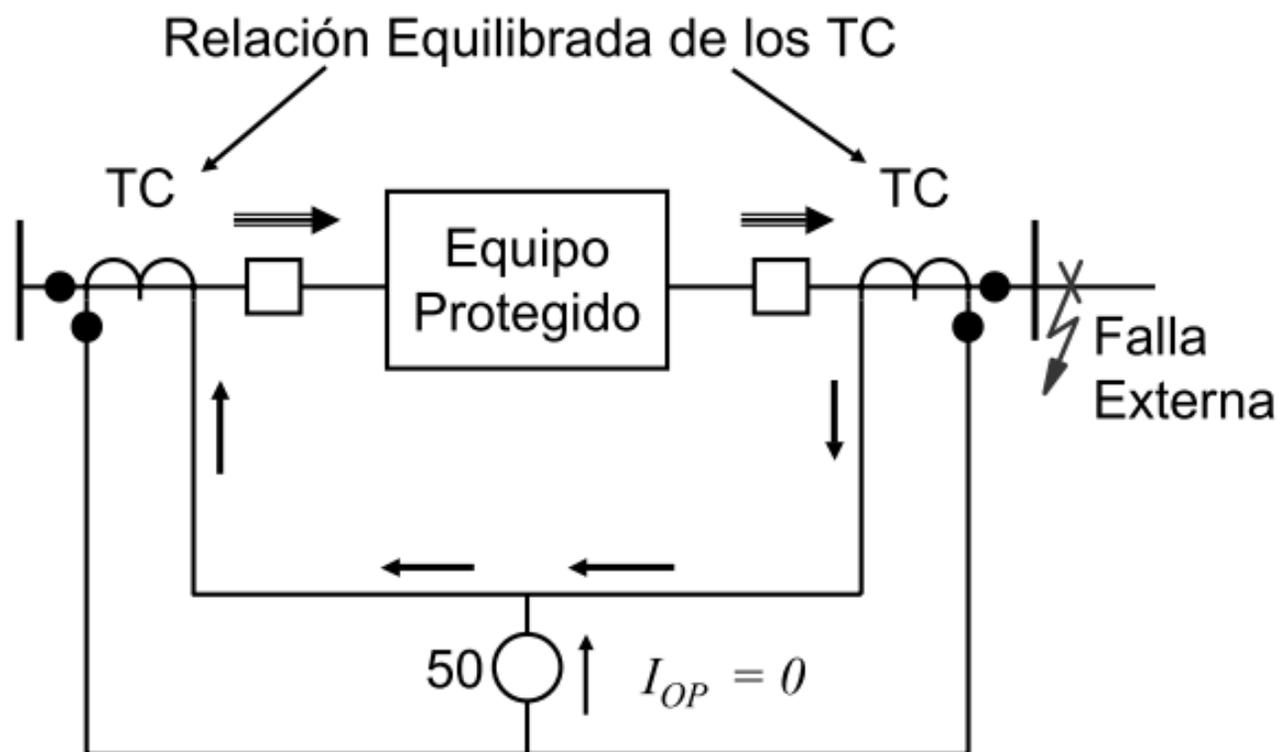
- Fallas en los Bobinados 37%
- Fallas en los Conmutadores bajo Carga 22%
- Fallas en los Aisladores 11%
- Fallas en las Tableros de Conexiones 3%
- Fallas en el Núcleo 1%
- Fallas Varias 26%

Fuente: C37.91-2000 IEEE Guía de Aplicación de Relés en Transformadores de Potencia

Protección Diferencial

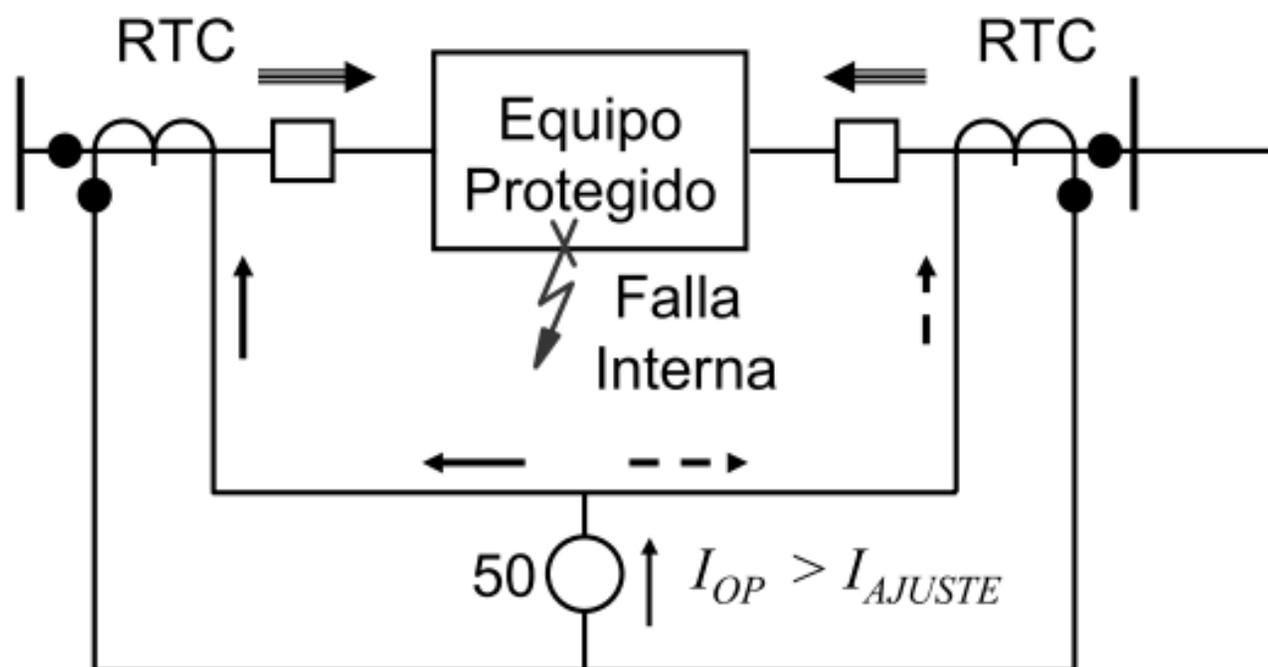


Principio de la Protección Diferencial (1)



El Relé No Opera si se Considera
a los TCs como Ideales

Principio de la Protección Diferencial (2)

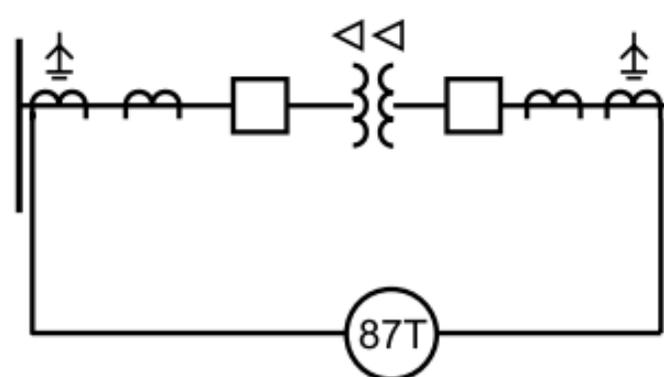
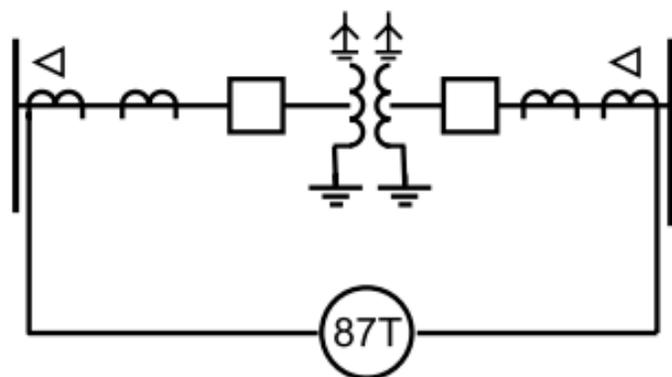
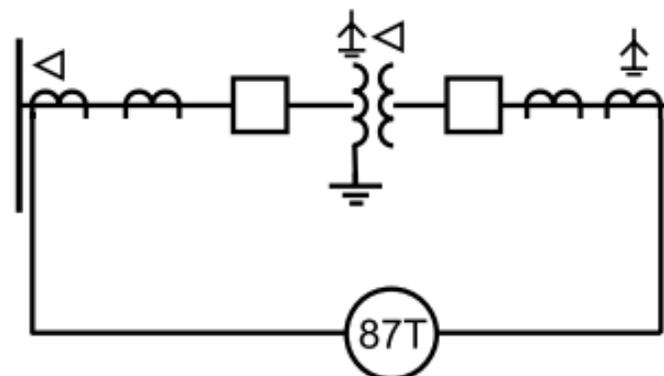
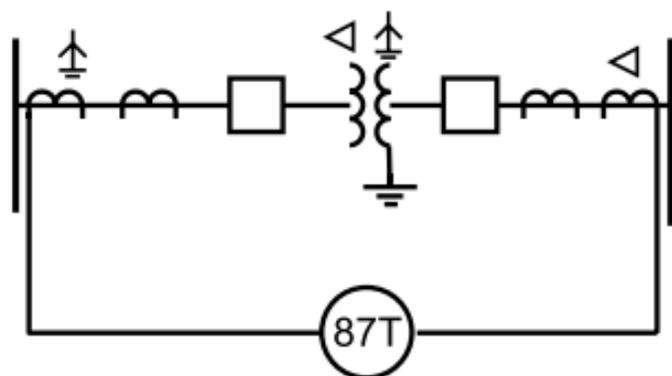


El Relé Opera

Desafíos a Superar por la Protección Diferencial de Transformador

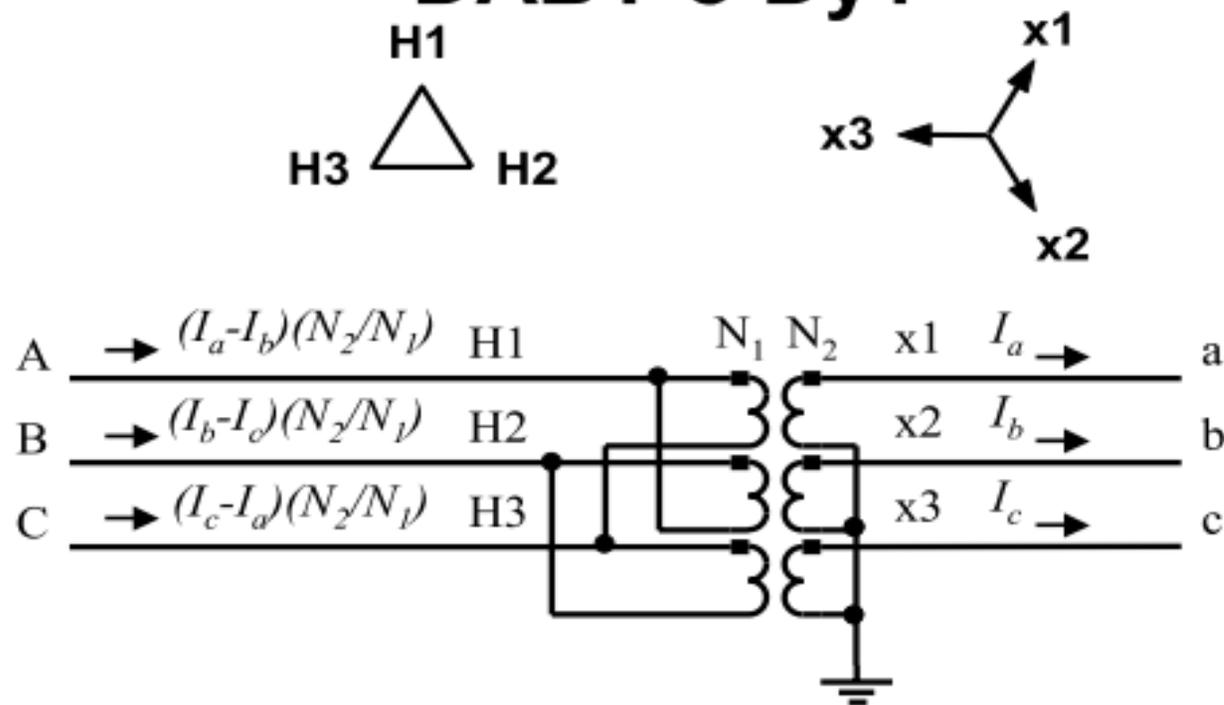
- Comportamiento Desigual de los TC
- Desigualdad en la Magnitud de la Corriente
- Desfasaje a Través del Transformador
- Fuentes de Secuencia Cero
- Magnetización en la Energización (Inrush)

Conexiones Normales en un Transformador de Dos Bobinados

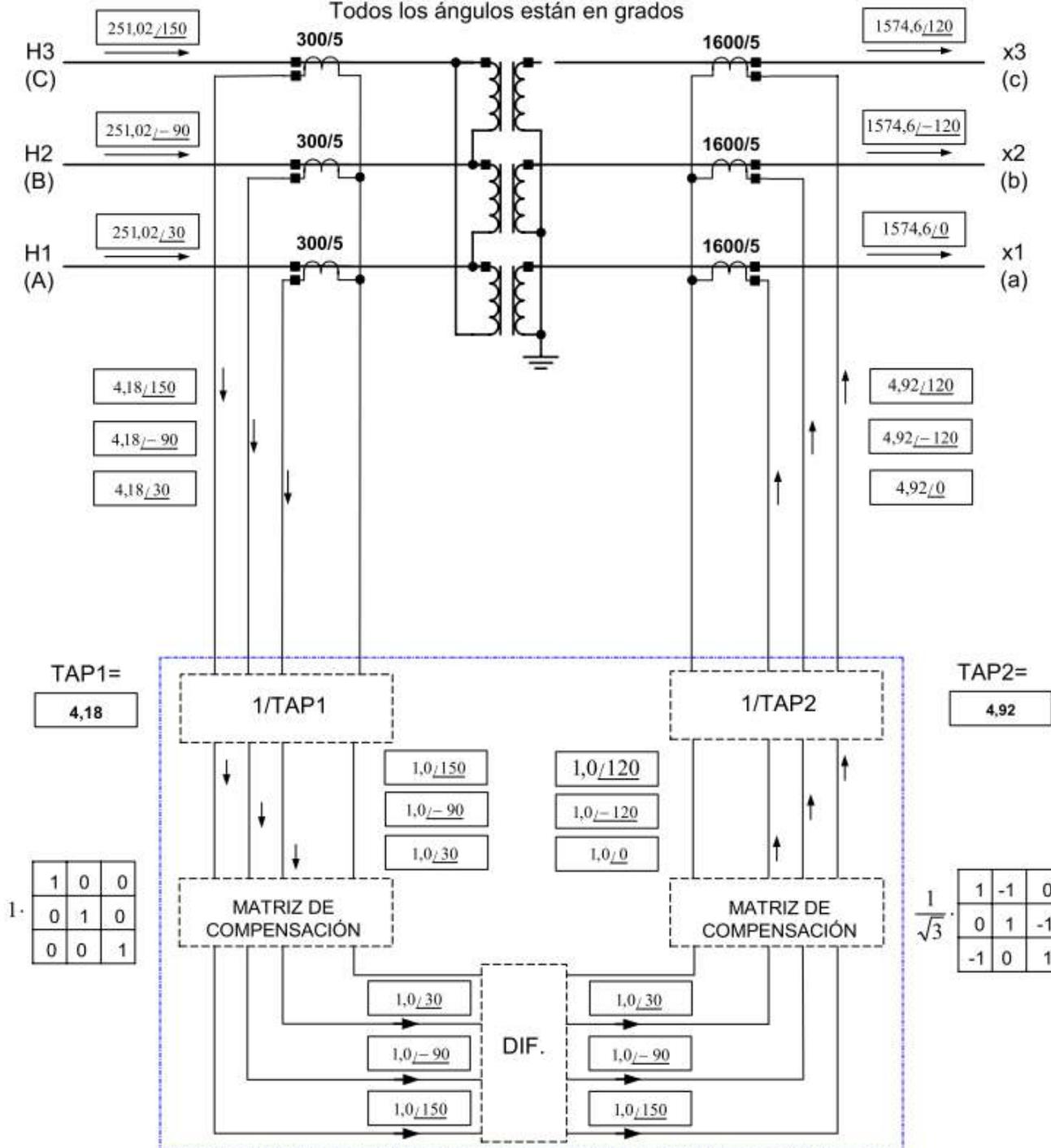


Conexiones del Transformador según ANSI

DABY o Dy1



Todas las corrientes están en Amperes
Todos los ángulos están en grados

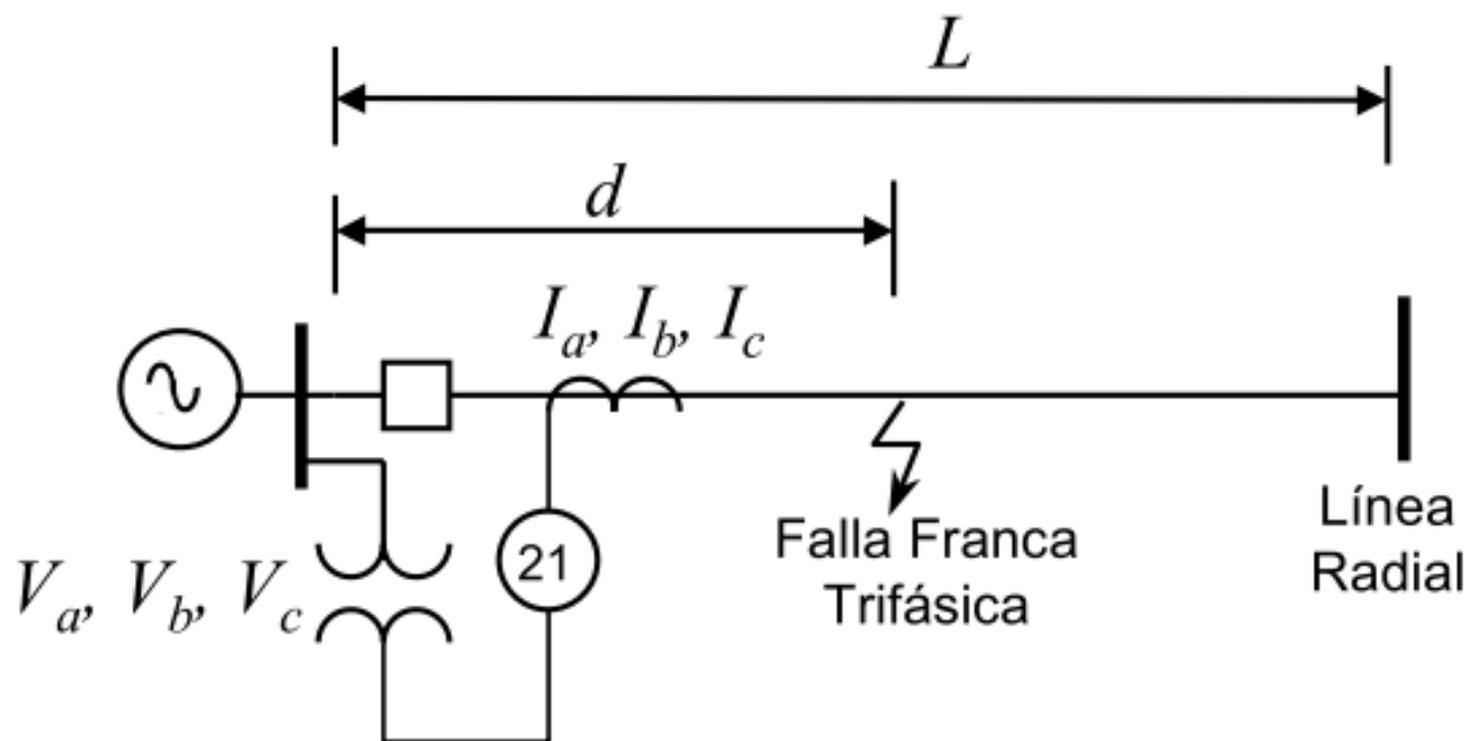


RELEVADOR DE DISTANCIA 21

Un relé de distancia **calcula impedancia** como el **cociente entre la tensión y corriente**, en su ubicación en el sistema de potencia, para determinar si existe una falta dentro o fuera de su zona de operación.

Dado que en las líneas de transmisión **la impedancia de la línea es proporcional a su longitud**; es apropiado utilizar relés de distancia para medir la impedancia de la misma desde la ubicación del relé hasta un punto determinado (lugar de la falla).

Principio del Relé de Distancia



Impedancia Aparente

La Impedancia Aparente para este Relé se Define como:

$$\bar{Z} = R + jX = Z \angle \theta = \frac{\bar{V}_a}{\bar{I}_a}$$

La Condición Operativa del Relé se Convierte en:

$$|\bar{Z}| < (0,8) |\bar{Z}_{L1}|$$

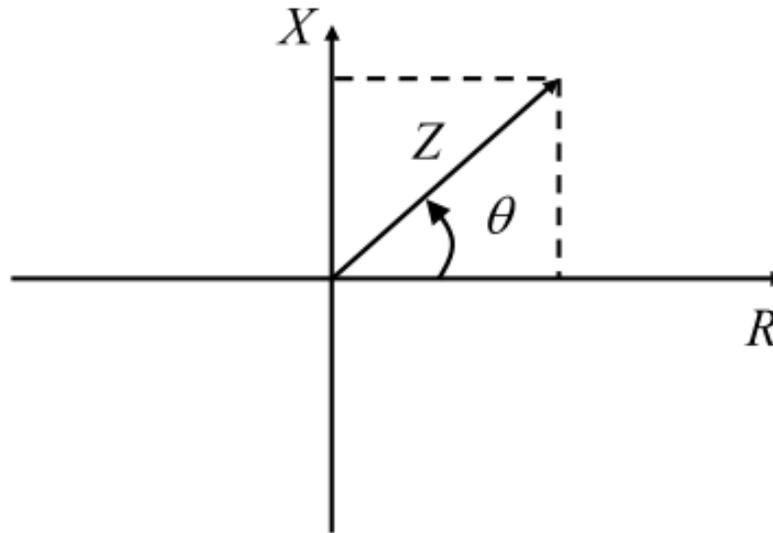
Lo Cual es Equivalente a:

$$\begin{aligned} \sqrt{R^2 + X^2} &\leq (0,8) |\bar{Z}_{L1}| \Rightarrow \\ R^2 + X^2 &\leq ((0,8) |\bar{Z}_{L1}|)^2 \end{aligned}$$

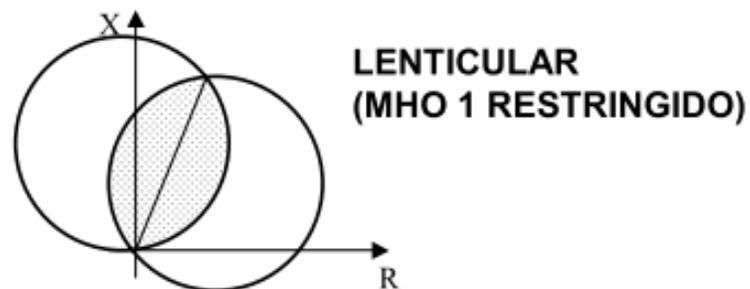
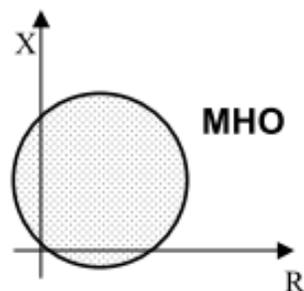
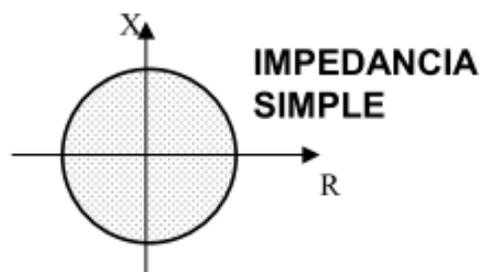
El Plano Complejo de la Impedancia

- La Impedancia Aparente Z puede ser Representada en un Plano Complejo

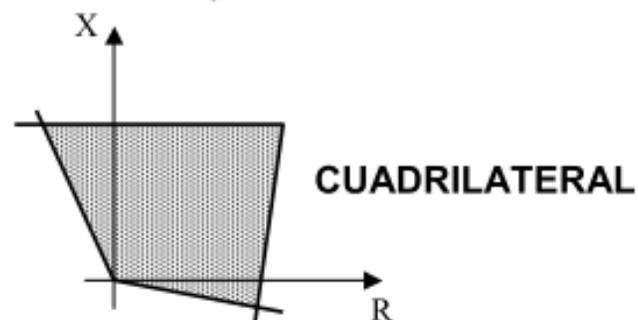
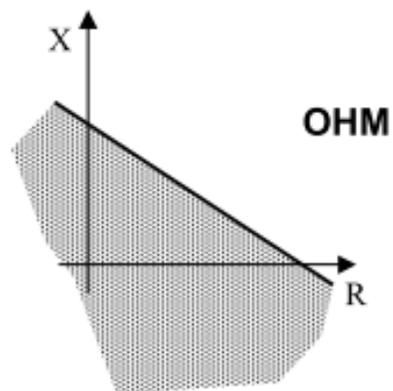
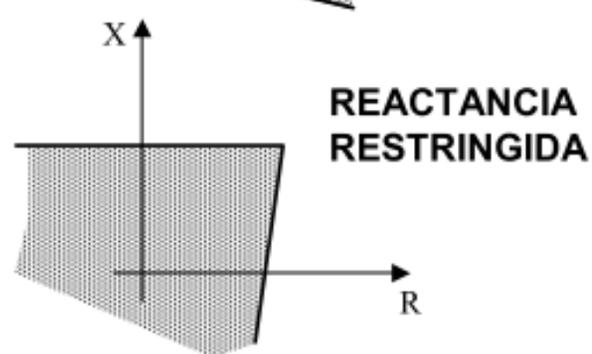
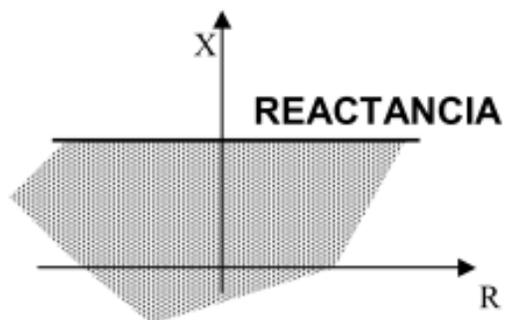
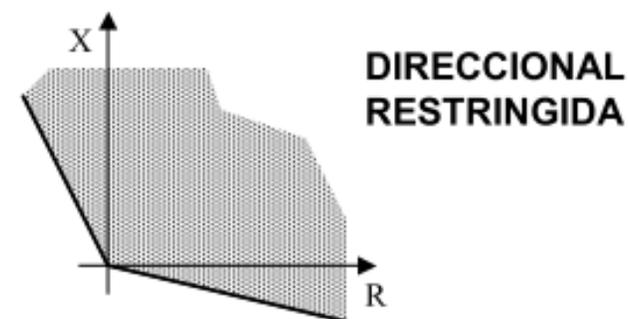
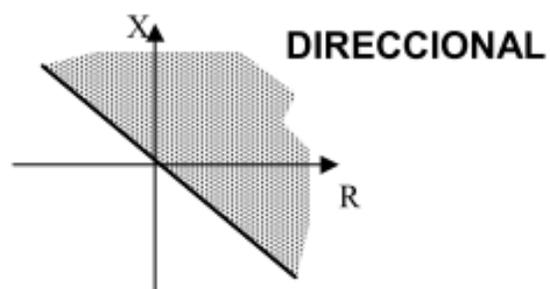
$$\bar{Z} = R + jX = Z \angle \theta$$



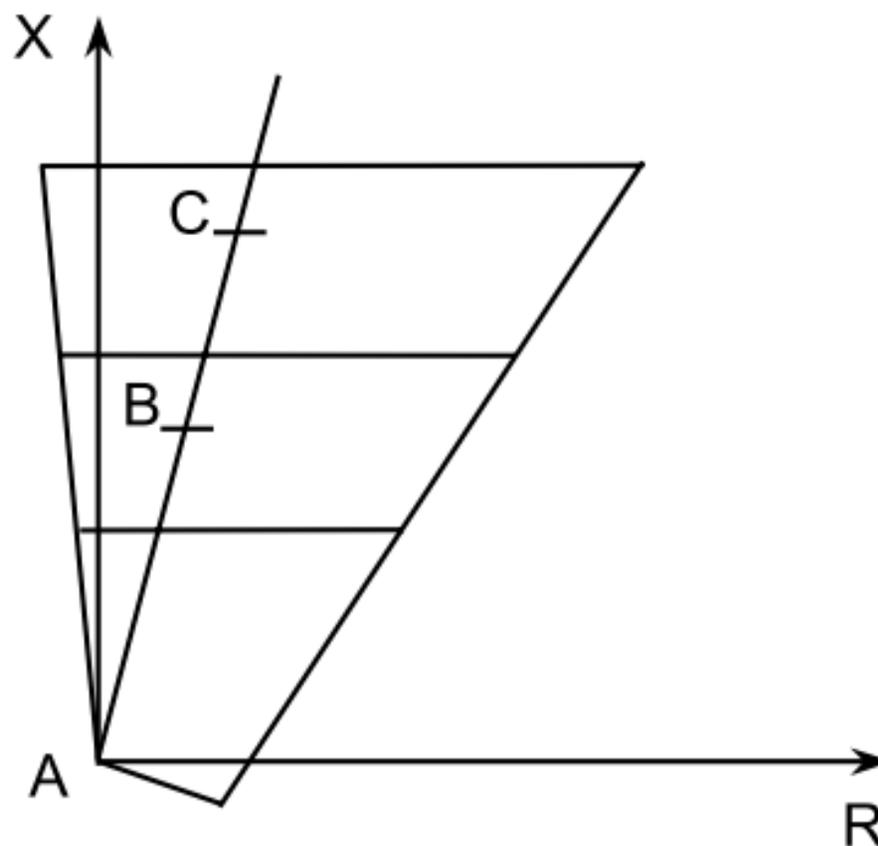
Características Circulares del Relé de Distancia



Características de Tipo Semi-Plano



Característica del Elemento Cuadrilateral



Ajuste del Relé

El Ajuste del Relé se Define como:

$$Z_{r1} = (0,8) | \bar{Z}_{L1} |$$

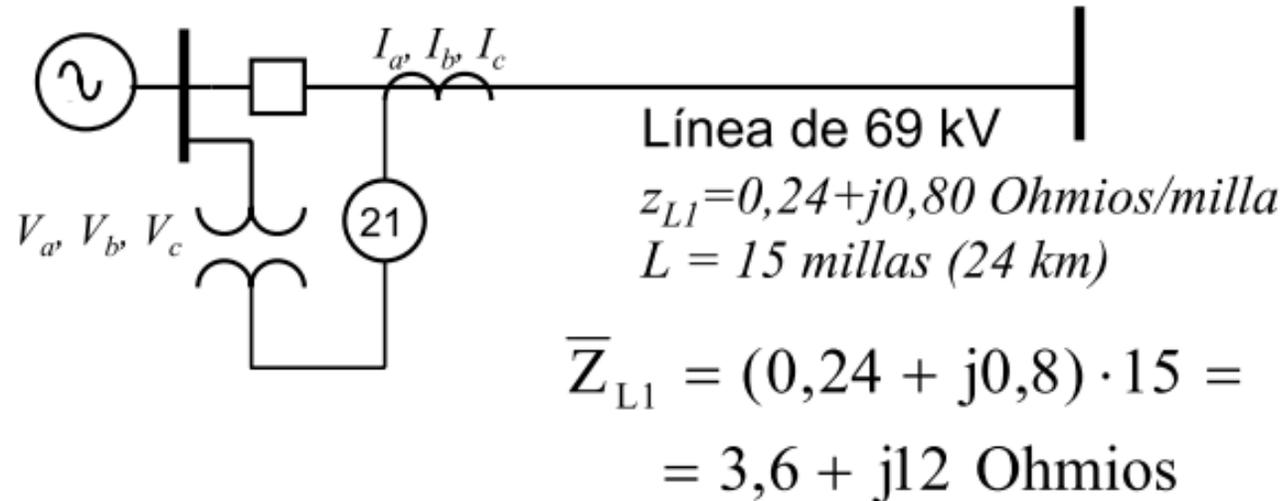
La Condición Operativa del Relé se Convierte en:

$$Z \leq Z_{r1}$$

O....

$$R^2 + X^2 \leq Z_{r1}^2$$

Ejemplo de Cálculo de la Impedancia

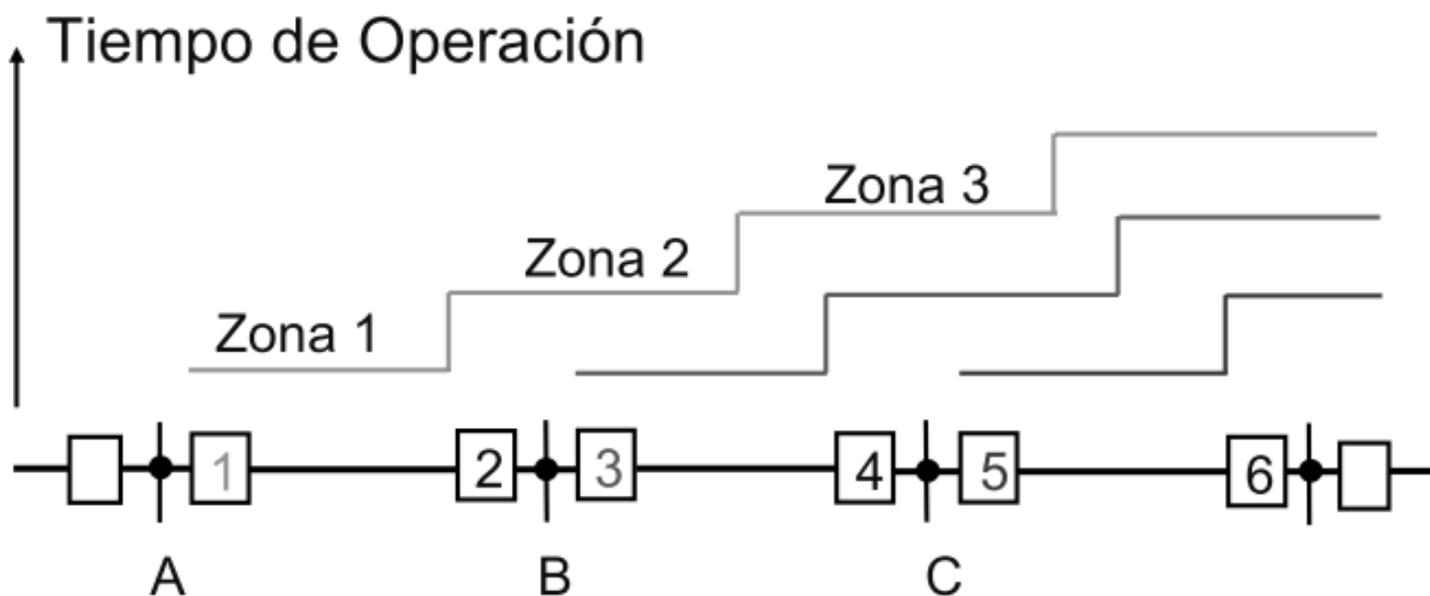


Ajuste del relé: $Z_{r1} = (0,8) | 3,6 + j12 | = 10,02$ Ohmios

El relé operará para:

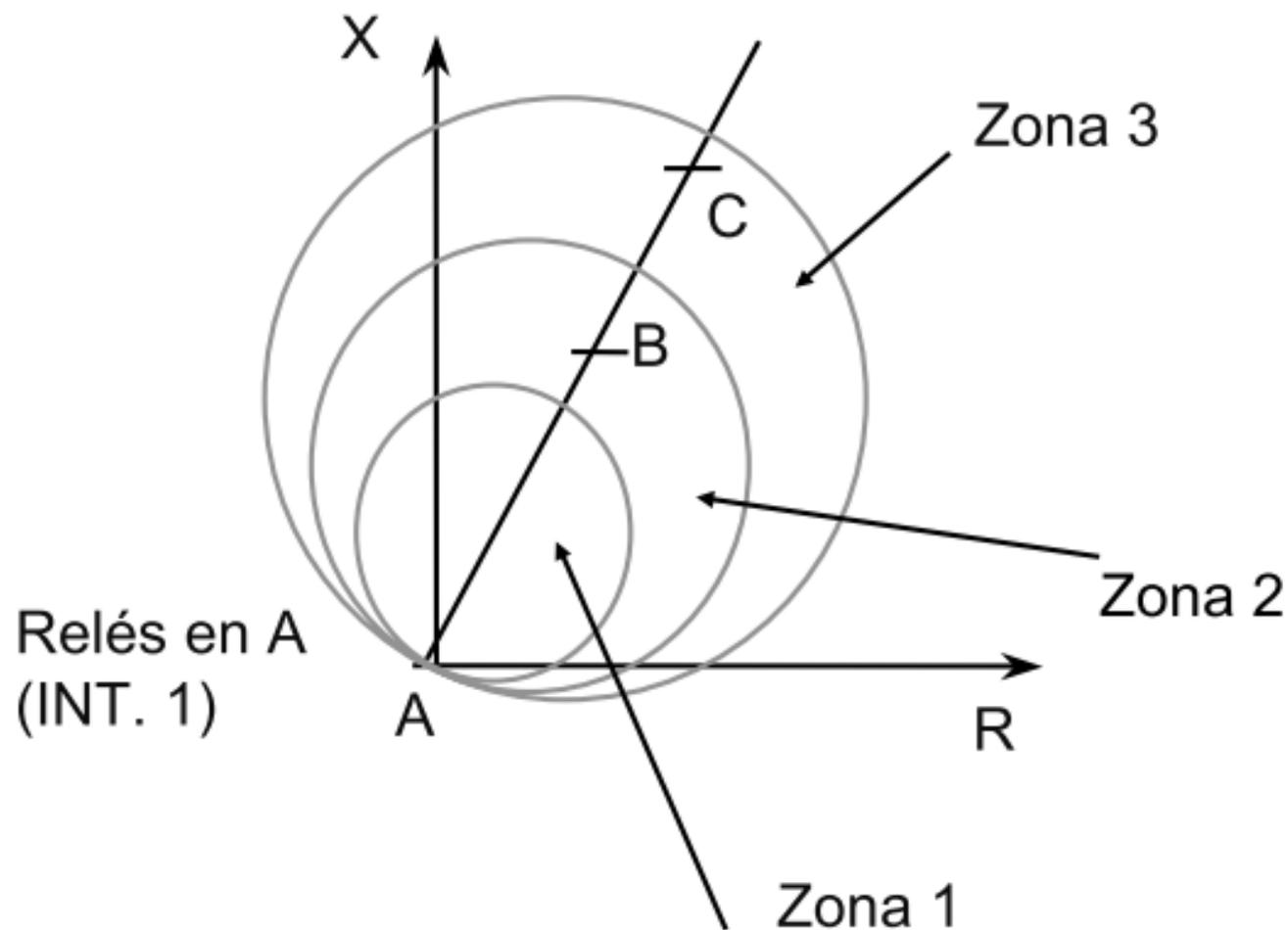
$$R^2 + X^2 \leq 10,02^2 = 100,4 \text{ Ohmios}$$

Coordinación y Temporización de un Relé de Distancia

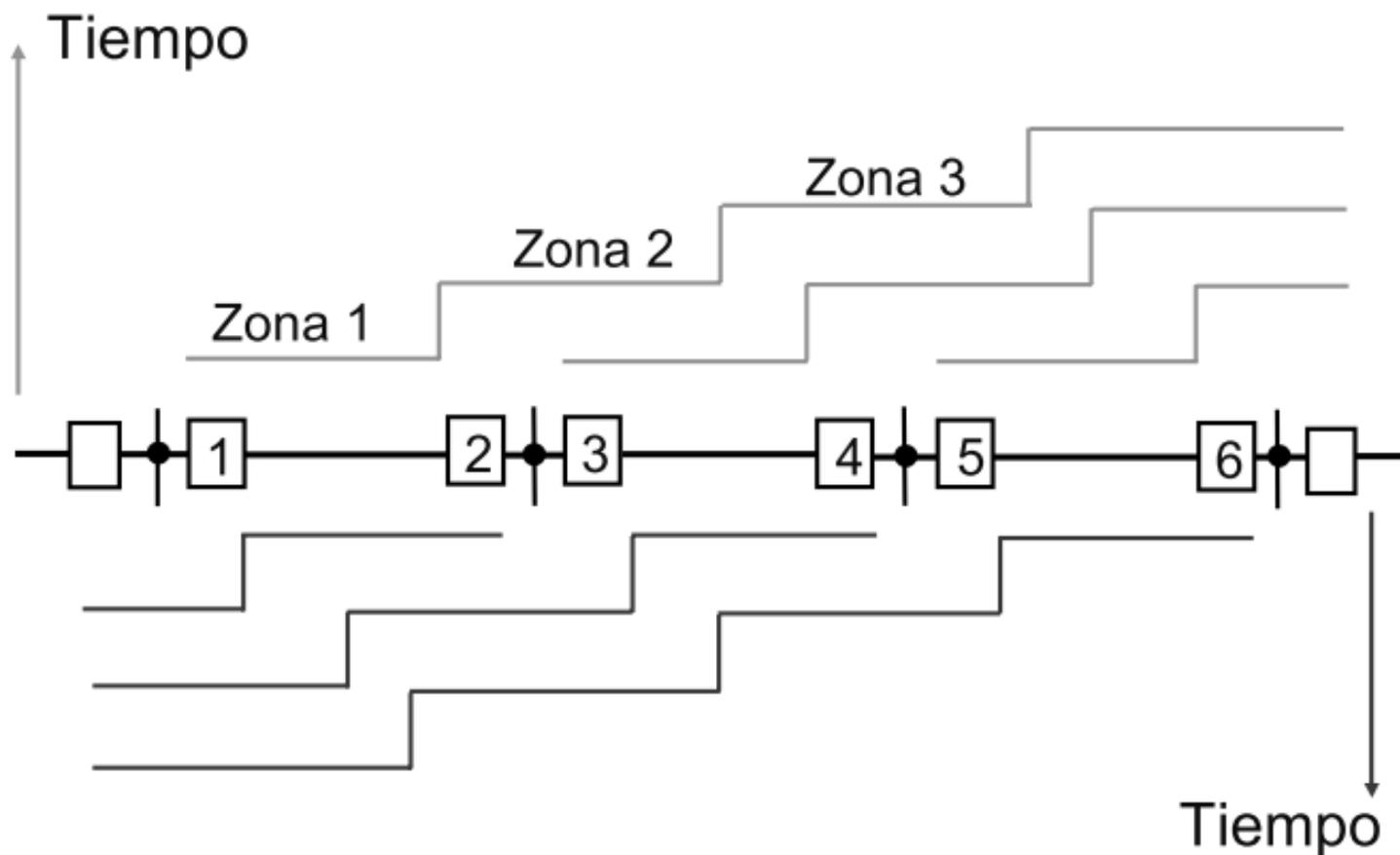


La Zona 1 es Instantánea

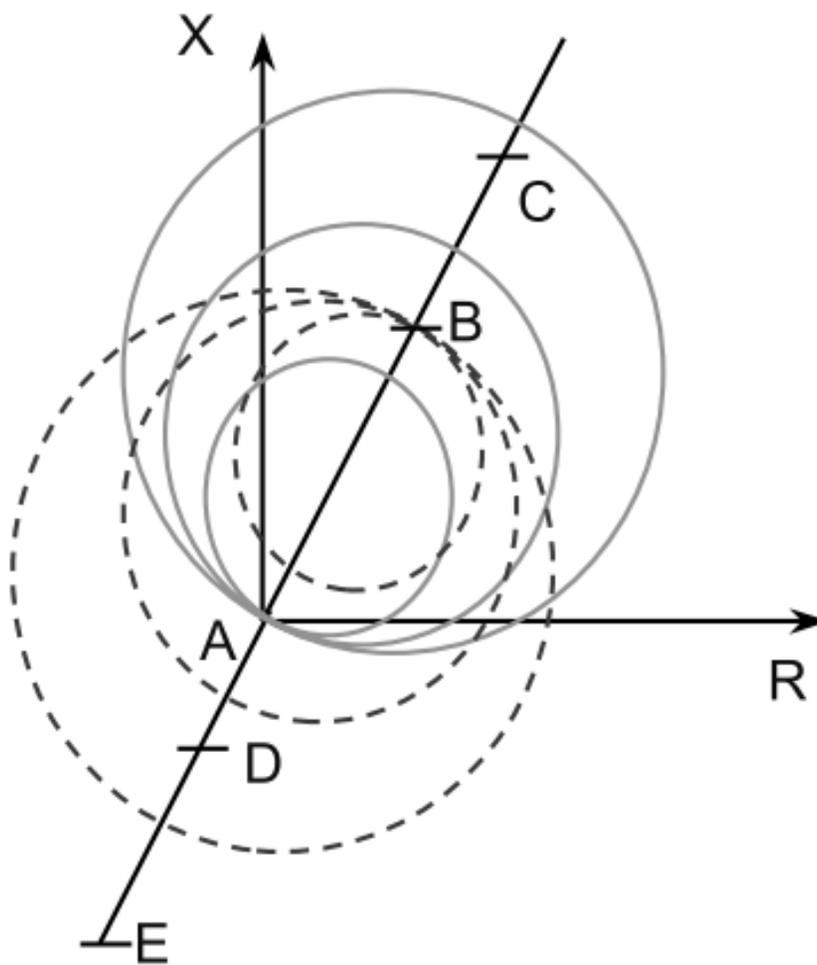
Alcance de los Elementos Mho Ajustes del Relé



Protección de Distancia de Tres Zonas



Protección de la Línea con Elementos Mho

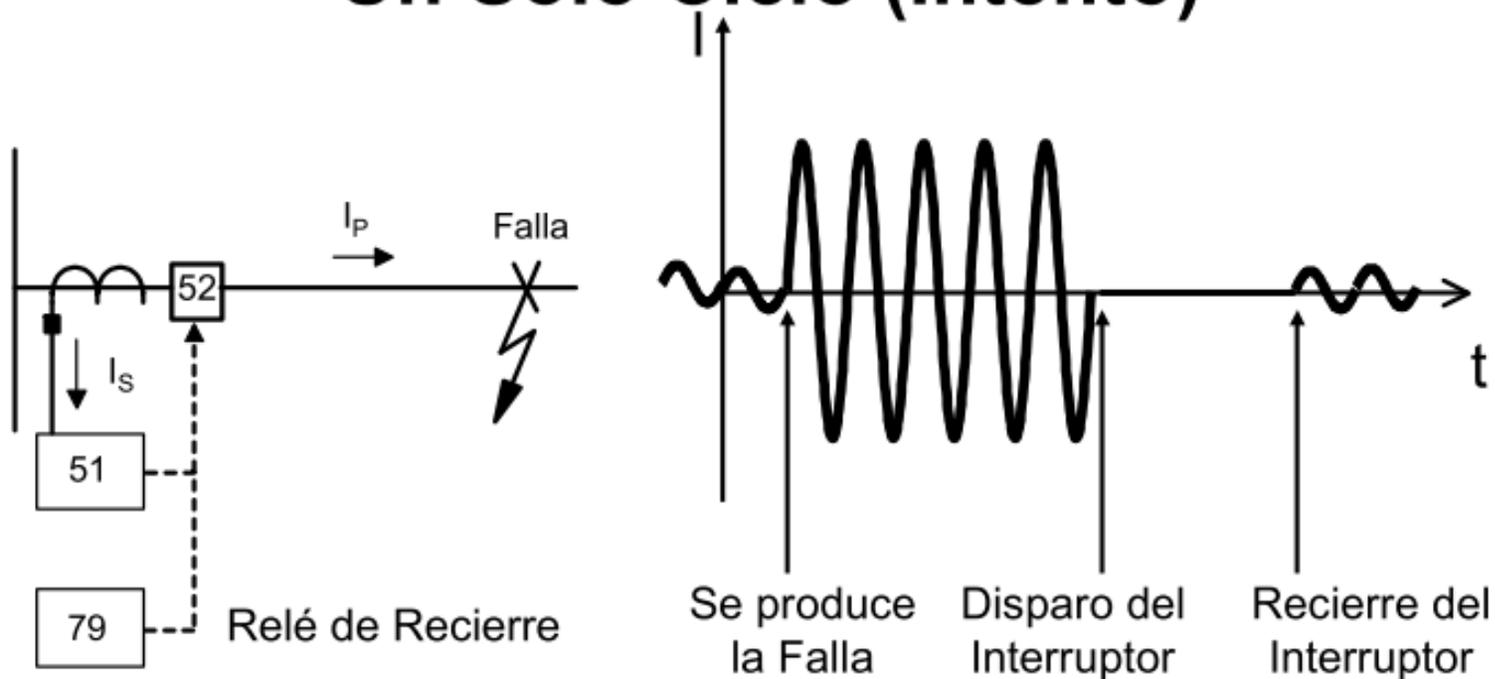


Función 79 re cierre

La mayoría de **las fallas que ocurren en líneas aéreas** desaparecen automáticamente después de la operación de despeje del interruptor. Los contorneos, accidentes con animales, etc., producen la mayor parte de las fallas en líneas aéreas y en la mayoría de los casos, estas **fallas no son permanentes**.

Para **evitarle trabajo extra a la cuadrilla** de la compañía, los interruptores están equipados con relés adicionales (o elementos) **llamados relés de recierre** (o reenganche). Estos relés **envían una orden de cierre al interruptor** en cierto momento después de que el interruptor ha sido disparado por el relé de protección. Si la **falla no es permanente(80% de los casos)**, el **servicio se restablece automáticamente sin requerir el trabajo de la cuadrilla**.

Recierre (Reenganche) Automático Un Solo Ciclo (Intento)

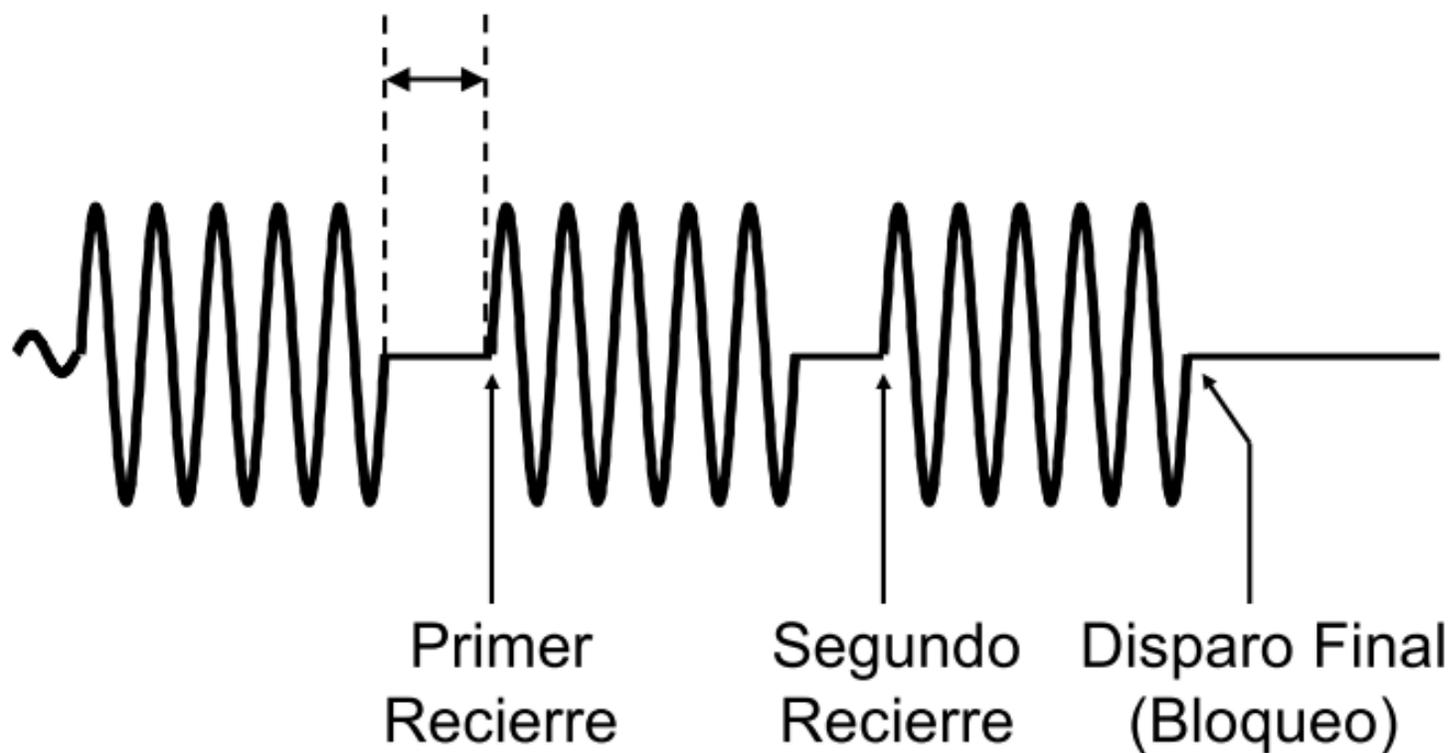


Recierre Exitoso

Recierre no exitoso

Recierre (Reenganche) Automático Múltiples Ciclos (Intentos)

Tiempo Muerto



SUBESTACION ELECTRICA DE DISTRIBUCION



TRANSFORMADOR DE POTENCIA



ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR



BAHIA DE ALTA TENSION



TABLERO ENCAPSULADO SF6 MEDIA TENSION



CARGADOR Y BANCO DE BATERIAS 125 VCD





TABLERO SISCO PROM



CPS-IHM



SECCIONES DE PROTECCION, CONTROL Y MEDICION



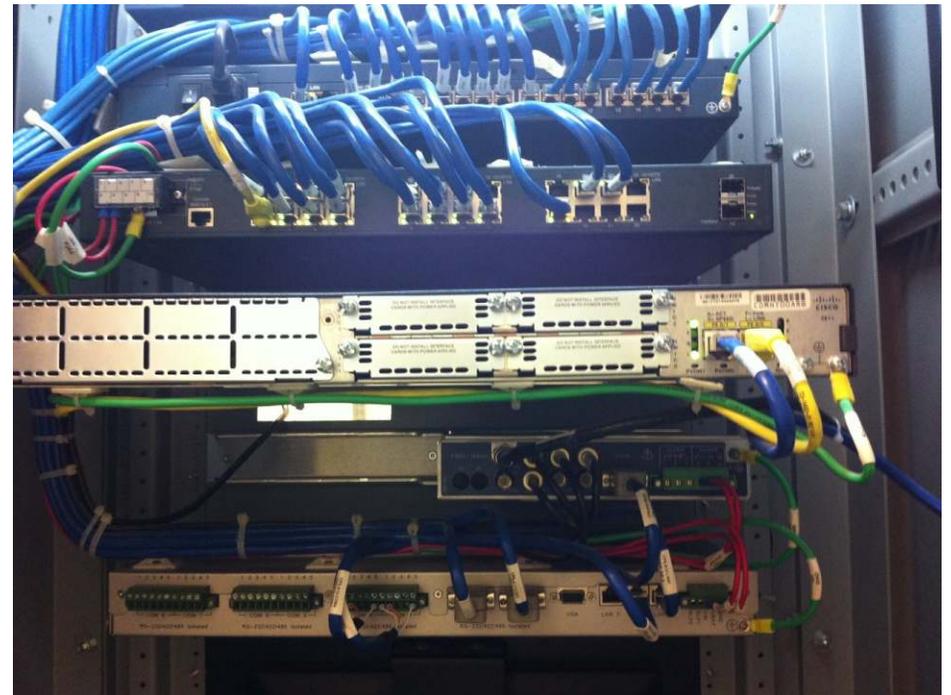
DEI'S DE PROTECCION DE ALIMENTADORES DE MEDIA TENSION





- SECCION DE CONTROL Y MEDICION

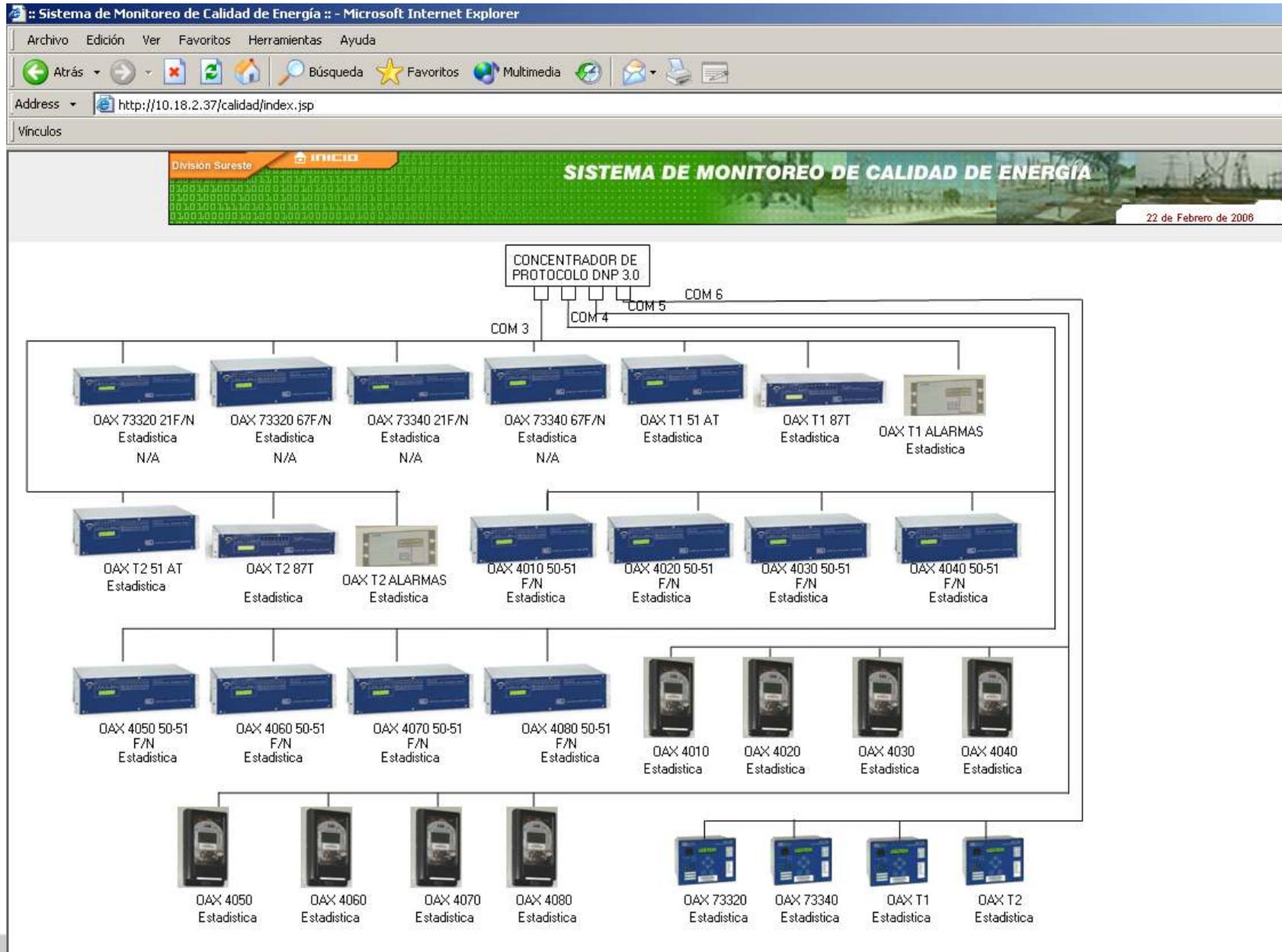
COMUNICACIÓN REMOTA-DATOS EN TIEMPO REAL



COMUNICACIÓN VIA F.O Y RF



INTEGRACION DEL SISTEMA SCADA



UCM SLP

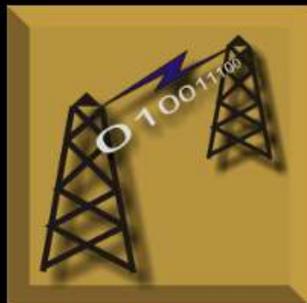
SISTEMA SCADA Operacion San Luis Potosi



Red F.O.



Comunicaciones



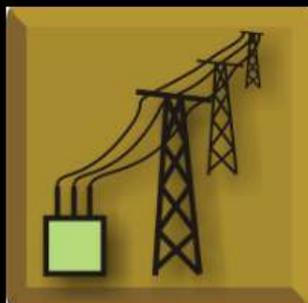
Serv. Seguridad



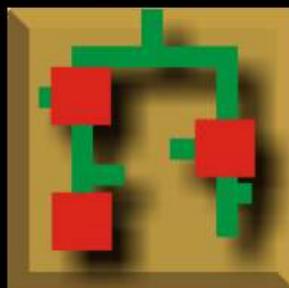
Vista de Mapa



Subestaciones



Seccionamientos
y Restauradores



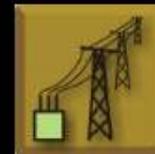
Vista de alarmas



UPS



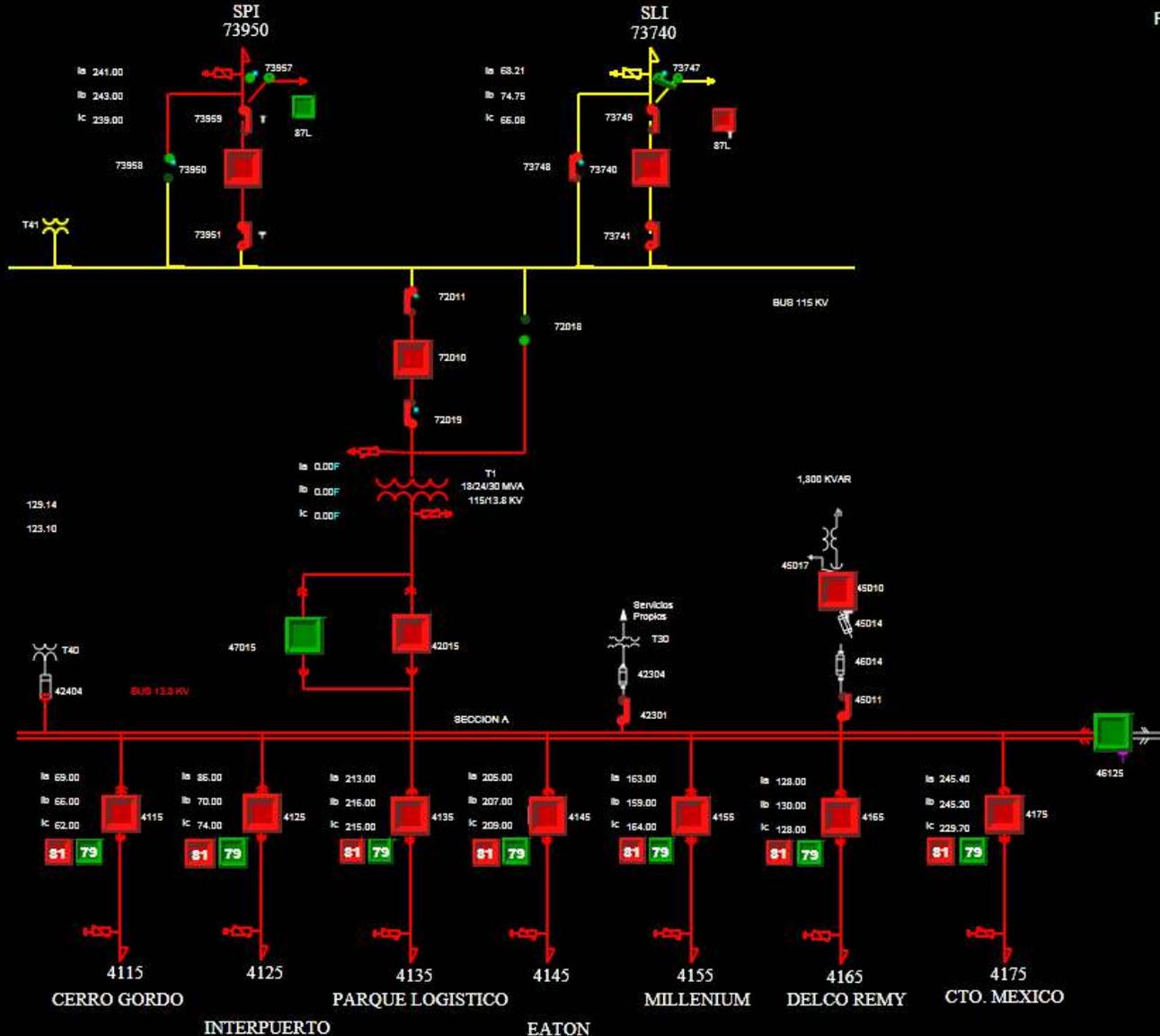
SUBESTACIONES Zona San Luis Potosí



SUBESTACION TRES NACIONES

TEN

Porcentaje 100.00 %



CFE
SIMOCE

BANCO DE BATERIAS
SERVICIOS PROPIOS

Tabular de Alarmas

SUBESTACION TRES NACIONES



INTERRUPTOR 73950

INTERRUPTOR TEN-73950

- ESTADO PROTECCION 87L TEN-73950
- ARRANQUE 50 FI TEN-73950
- BAJA PRESION SF6 TEN-73950
- DISPARO POR PROTECCION TEN-73950
- FALLA BOBINA DISPARO 1 TEN-73950
- FALLA BOBINA DISPARO 2 TEN-73950
- FALLA C. DE COMUNICA. 87L
- FALLA INTERNA 87N TEN-73950
- FALLA INTERNA 87L TEN-73950
- FALTA ALIMENTACION VCA TEN-73950
- FALTA ALIMENTACION VCD TEN-73950
- FALTA VOLT. CD 67N TEN-73950
- FALTA VOLT. CD 87L TEN-73950
- FALTA VCD C.CIE/DISP1 TEN-73950
- FALTA VCD CTO. DISP. 2 TEN-73950
- FALTA VCD CTO MEDICION TEN-73950
- MECANISMO BLOQUEADO TEN-73950
- OPERO PROT. 67/87N TEN-73950
- OPERO 86 FI TEN-73950
- OPERO PROTECCION 87L TEN-73950
- PERDIDA POTENCIAL TPS TEN-73950
- RESORTE DESCARGADO TEN-73950
- TRANSMISION DTD TEN-73950

INTERRUPTOR 73740

INTERRUPTOR TEN-73740

- ESTADO PROTECCION 87L TEN-73740
- ARRANQUE 50 FI TEN-73740
- BAJA PRESION SF6 TEN-73740
- DISPARO POR PROTECCION TEN-73740
- FALLA BOBINA DISPARO 1 TEN-73740
- FALLA BOBINA DISPARO 2 TEN-73740
- FALLA C. DE COMUNICA. 87L
- FALLA INTERNA 87N TEN-73740
- FALLA INTERNA 87L TEN-73740
- FALTA ALIMENTACION VCA TEN-73740
- FALTA ALIMENTACION VCD TEN-73740
- FALTA VOLT. CD 67N TEN-73740
- FALTA VOLT. CD 87L TEN-73740
- FALTA VCD C.CIE/DISP1 TEN-73740
- FALTA VCD CTO. DISP. 2 TEN-73740
- FALTA VCD CTO MEDICION TEN-73740
- SELECTOR LOCAL/REMOTO TEN-73740
- MECANISMO BLOQUEADO TEN-73740
- OPERO PROT. 67/87N TEN-73740
- OPERO 86 FI TEN-73740
- OPERO PROTECCION 87L TEN-73740
- PERDIDA POTENCIAL TPS TEN-73740
- RESORTE DESCARGADO TEN-73740
- TRANSMISION DTD TEN-73740

INTERRUPTOR 72010

INTERRUPTOR TEN-72010

- BAJA PRESION SF6 TEN-72010
- DISPARO POR PROTECCION TEN-72010
- FALLA BOBINA DISPARO 1 TEN-72010
- FALLA BOBINA DISPARO 2 TEN-72010
- FALLA INTERNA PROT. 51 TEN-72010
- FALTA ALIMENTACION VCA TEN-72010
- FALTA ALIMENTACION VCD TEN-72010
- FALTA VCD C.CIE/DISP1 TEN-72010
- FALTA VCD CTO. DISP. 2 TEN-72010
- FALTA VCD PROT. 51 TEN-72010
- SELECTOR LOCAL/REMOTO TEN-72010
- MECANISMO BLOQUEADO TEN-72010
- RESORTE DESCARGADO TEN-72010
- FVCD CUCHILLAS TEN-72011-18-19
- OPERO PROTECCION 51 TEN-72010

INTERRUPTOR 45010

INTERRUPTOR TEN-45010

- MANUAL/AUTOMATICO TEN-45010
- OPERO PROTEC. 64N TEN-45010
- SELECTOR LOCAL/REMOTO TEN-45010
- FALTA VCD C.CIE/DISP1 TEN-45010
- FALTA VCD CTO. DISP. 2 TEN-45010
- FALLA BOBINA DISPARO 1 TEN-45010

INTERRUPTOR 47015

INTERRUPTOR TEN-47015

- FALLA BOBINA DISPARO 1 TEN-47015
- FALLA BOBINA DISPARO 2 TEN-47015
- FALTA ALIMENTACION VCA TEN-47015/42015
- FALTA ALIMENTACION VCD TEN-47015/42015
- FALTA VCD C.CIE/DISP1 TEN-47015
- FALTA VCD CTO. DISP. 2 TEN-47015
- SELECTOR LOCAL/REMOTO TEN-47015/42015
- MECANISMO BLOQUEADO TEN-47015/42015
- RESORTE DESCARGADO TEN-47015/42015

INTERRUPTOR 46125

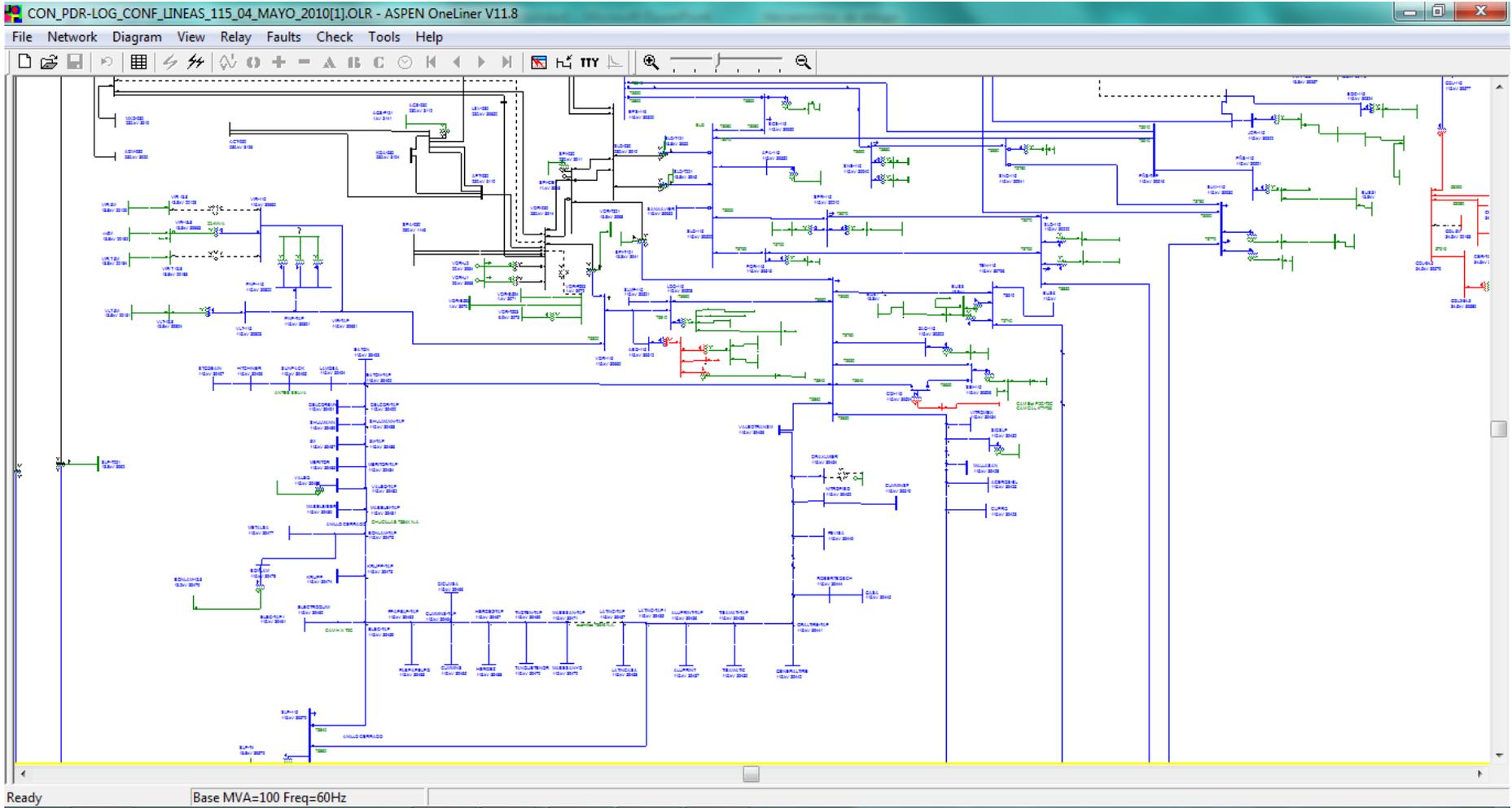
INTERRUPTOR TEN-46125

- FALLA BOBINA DISPARO 1 TEN-46125
- FALLA BOBINA DISPARO 2 TEN-46125
- FALLA INTERNA 51/51N TEN-46125
- FALTA ALIMENTACION VCA TEN-46125
- FALTA ALIMENTACION VCD TEN-46125
- FALTA VCD PROT. 51/51N TEN-46125
- FALTA VCD C.CIE/DISP1 TEN-46125
- FALTA VCD CTO. DISP. 2 TEN-46125
- SELECTOR LOCAL/REMOTO TEN-46125
- MECANISMO BLOQUEADO TEN-46125
- OPERO PROTEC. 50/51 F/N TEN-46125
- RESORTE DESCARGADO TEN-46125

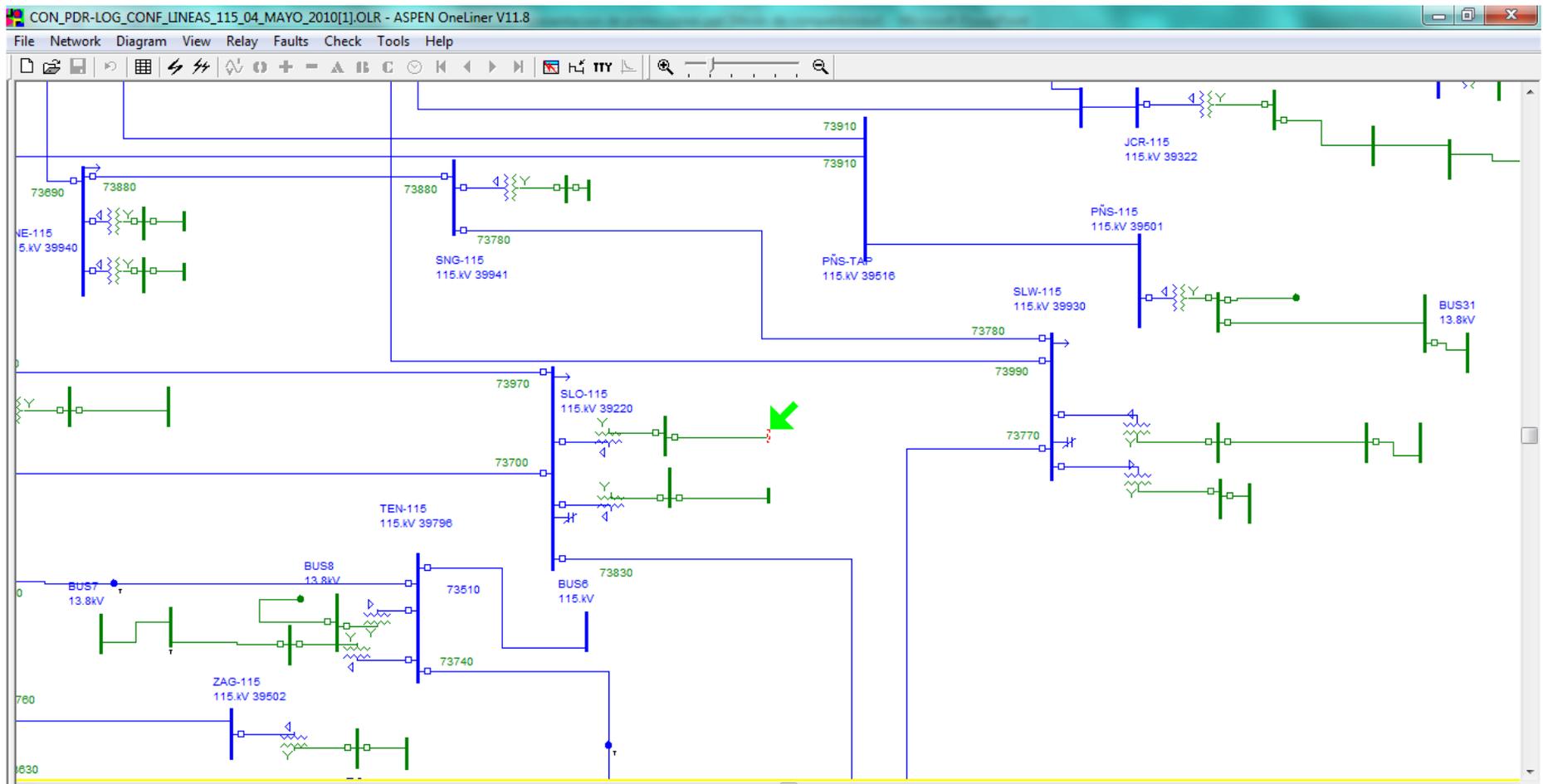
Calculo de corto circuito y Coordinación de protecciones

En CFE se utiliza una herramienta llamada ASPEN, con la cual se simulan los diferentes escenarios de fallas en la red de CFE, se realizan simulaciones de las coordinaciones de protecciones de sobre corriente y protecciones de distancia

Red eléctrica de CFE en ASPEN



Se tiene cargas las líneas de 115 kv y transformadores de potencia 115-13.8 kv



Cuenta con bases de datos de los transformadores de potencia

The screenshot displays the ASPEN OneLiner V11.8 software interface. A dialog box titled "2-Winding Transformer Data" is open, showing the configuration for transformer "39221 SLO-T1". The dialog includes the following fields and options:

- Name:** SLO-T1
- Ckt ID:** 1
- MVA1:** 30, **MVA2:** 0, **MVA3:** 0
- MVA base for per-unit quantities:** 100
- Winding Configuration:** Y-D, delta leads (Dy 1)
- Parameters:** R=0, X=0.48667, B=0, Ro=0, Xo=0.48667, Bo=0
- Neutral grounding Z (ohms):** Zg1=0 + j 0
- Tap Settings:**
 - SL0-T1 13.8 kV:** Tap kV=13.8, G1*=0, B1*=0, G10*=0, B10*=0
 - SL0-115 115 kV:** Tap kV=115, G2*=0, B2*=0, G20*=0, B20*=0
- Metered at:** SL0-115 115 kV
- Tags:** None
- Buttons:** LTC..., Swap sides, OK, Cancel, Help
- Last changed:** Sep 04, 2013

The background shows a power system diagram with various buses (e.g., BUS7, BUS8, BUS31) and transformers (e.g., NE-115, SNG-115, TEN-115, ZAG-115) connected in a network.

Bases de datos de líneas de 115 kv

The screenshot displays the ASPEN OneLiner V11.8 software interface. The main window shows a network diagram with various components including buses (e.g., BUS7, BUS8, BUS31), lines (e.g., NE-115, SNG-115, TEN-115, ZAG-115, JCR-115, PÑS-115, SLW-115), and transformers. A 'Transmission Line Data' dialog box is open, providing detailed parameters for a selected line.

Transmission Line Data

39930 SLW-115 115.kV - 39320 EPS-116 115.kV
Name= Ckt ID=1
Length= 27.6 km Type 14TCR39726/7

Branch Parameters

R= 0.01683	X= 0.0958	Recompute from table	
R0= 0.07288	X0= 0.28472		
G1= 0.	B1= 0.0068	G2= 0.	B2= 0.0068
G10= 0.	B10= 0.	G20= 0.	B20= 0.

Current Ratings (A)

A: 450.	B: 610.	C: 0.	D: 0.
---------	---------	-------	-------

Metered at: SLW-115 115.kV

Memo:
VALORES CARGADOS MANUALMENTE

Tags: None

Mutuals... OK Cancel Help

Last changed Sep 04, 2013

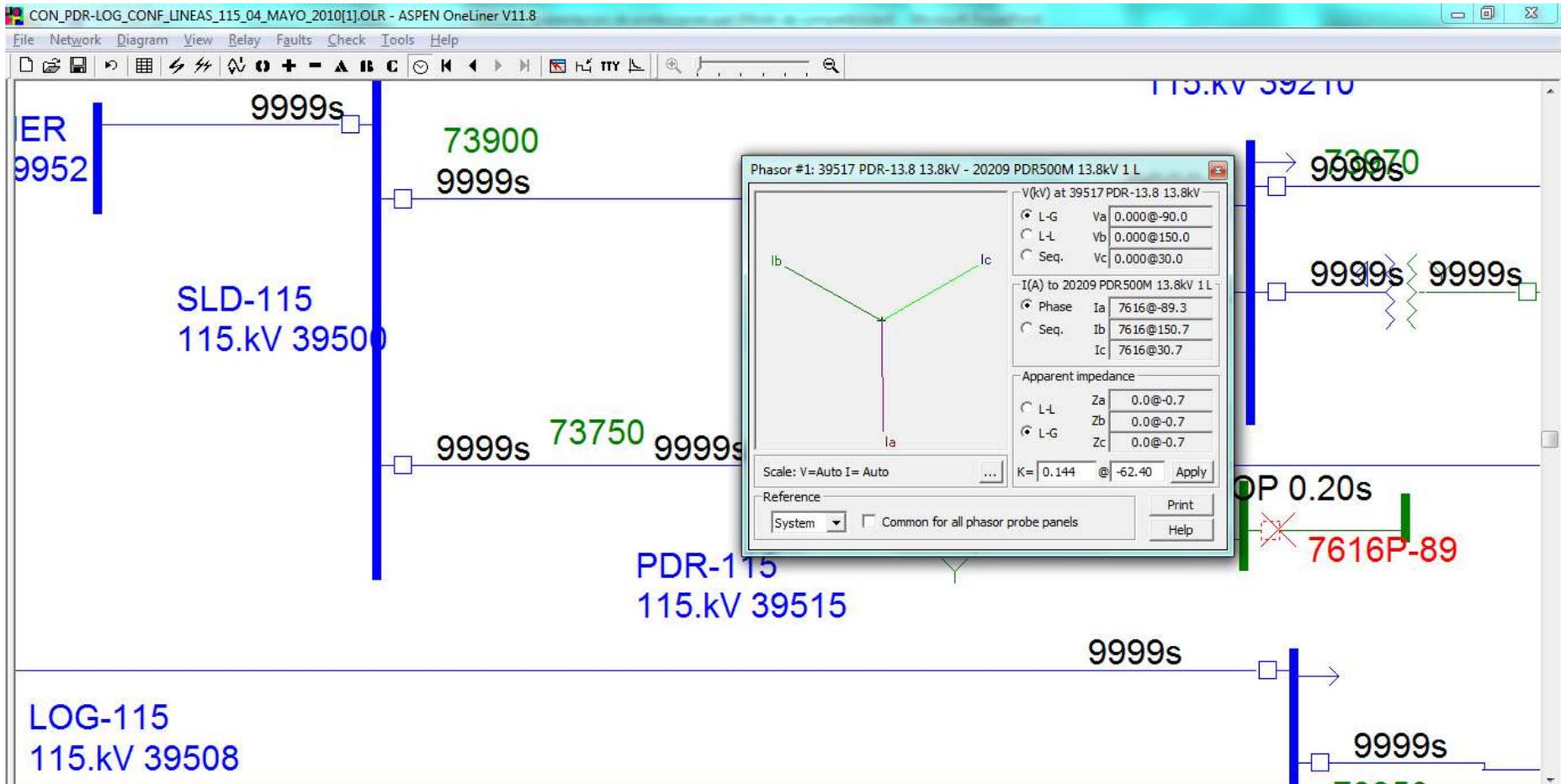
Tipos de fallas a simular

The screenshot displays the ASPEN OneLiner V11.8 interface. The main window shows a power system diagram with several buses and lines. A dialog box titled "Classical Fault Specification" is open in the center, allowing the user to define fault parameters. The background diagram includes labels for buses: "ER 9952", "SLD-115 115.kV 39500", "LOG-115 115.kV 39508", "73900", "73970", and "73950".

Classical Fault Specification Dialog Box:

- Close-in fault with end opened:** No outage, With outage
- Remote-bus fault:** No outage, With outage
- Line-end fault:** No outage, With outage
- Intern. fault with end opened:** No outage, With outage
- Phase connections:** 3LG, 2LG, 1LG, LL, B-C, C-A, A-B, A, B, C, B-C, C-A, A-B
- Fault Z (ohm):** 0.0 + j 0.0
- Other options:** Auto seq, Clear previous results
- Buttons:** Simulate, Cancel, Help

Simulación de fallas



Reporte de fallas

TTY

TTY Edit

Summary of fault being displayed:
Prefault voltage: Flat Bus V=1 p.u.
Generator impedance: Subtransient
MOV iteration: [Off]
Enforce generator current limit [Off]
ANSI x/r ratio calculation [Off]

```

=====
3. Close-In Fault on: 39517 PDR-13.8 13.8kV - 20209 PDR500M 13.8kV 1L 3LG
                        FAULT CURRENT (A @ DEG)
                        + SEQ      - SEQ      0 SEQ      A PHASE      B PHASE      C PHASE
                        7616.0@ -89.3    0.0@  0.0    0.0@  0.0    7616.0@ -89.3    7616.0@ 150.7    7616.0@ 30.7
                        THEVENIN IMPEDANCE (OHM)
                        0.01272+j1.04607  0.01263+j1.04584  0.+j0.97129
=====

```

SHORT CIRCUIT MVA= 182.0 X/R RATIO= 82.2536 R0/X1= 0. X0/X1= 0.92852

```

=====
BUS 39517 PDR-13.8      13.8KV    AREA 3    ZONE 372    TIER 0      (PREFault V=1.000@ 0.0 PU)
                        + SEQ      - SEQ      0 SEQ      A PHASE      B PHASE      C PHASE
VOLTAGE (KV, L-G)      >      0.000@ 0.0    0.000@ 0.0    0.000@ 0.0    0.000@ 0.0    0.000@ 0.0
BRANCH CURRENT (A) TO
20209 PDR500M      13.8 1L      0.4@ -90.0    0.0@ 0.0      0.0@ 0.0      0.4@ -90.0      0.4@ 150.0      0.4@ 30.0
39515 PDR-115      115. 1T      7616.4@ 90.7    0.0@ 0.0      0.0@ 0.0      7616.4@ 90.7      7616.4@ -29.3      7616.4@ -149.3
CURRENT TO FAULT (A)      >      7616.0@ -89.3    0.0@ 0.0      0.0@ 0.0      7616.0@ -89.3      7616.0@ 150.7      7616.0@ 30.7
THEVENIN IMPEDANCE (OHM) >      1.04615@ 89.3    1.04591@ 89.3    0.97129@ 90.0
=====

```

```

=====
MONITORED BRANCH: 39517 PDR-13.8      13.8KV -> 20209 PDR500M      13.8KV 1L
RELAY CURRENT (A)
                        + SEQ      - SEQ      0 SEQ      A PHASE      B PHASE      C PHASE
                        7616.4@ -89.3    0.0@ 0.0      0.0@ 0.0      7616.4@ -89.3      7616.4@ 150.7      7616.4@ 30.7
BUS VOLTAGES (KV, L-G)
39517 PDR-13.8      13.8kV      0.000@ 0.0    0.000@ 0.0    0.000@ 0.0    0.000@ 0.0    0.000@ 0.0    0.000@ 0.0
20209 PDR500M      13.8kV      0.000@ 0.0    0.000@ 0.0    0.000@ 0.0    0.000@ 0.0    0.000@ 0.0    0.000@ 0.0
3Io=              0.0@ 0.0 A    Va/Ia=      8.32e-018@ -0.7 Ohm      (Va-Vb)/(Ia-Ib)= 8.32e-018@ -0.7 Ohm
(Zo-Z1)/3Z1 = 0.1435 @-62.4
=====

```

Base de datos de relés 50/51

The screenshot displays the ASPEN OneLiner V11.8 software interface. A dialog box titled "Overcurrent Phase Relay Info" is open, showing the configuration for a relay. The background shows a single-line diagram with various components like SPI-230, VDR-230, SLD-230, SPI-CEV, VDR-T321, SAND, SPI-T121, VDR-S594, VDR-T593, VDR-F593, SLMF-115, ABO-115, VDR-115, SLD-T12, SLD-73980, SLD-73780, SNG-115, TEN-115, BUS8, and ZAG-115.

Overcurrent Phase Relay Info

39515 PDR-115 115.kV - 39517 PDR-13.8 13.8kV 1T

ID= PDR 72010 51F 351 U1

Relay Database

CT ratio= 60 CT Connection: Wye Delta

Time Element

Time dial= 2.95 Curve SEL3xx/5xxM1

Pickup (A)= 3 Tap unit N/A Directional

Signal only

Instantaneous Element

Pri. A= 0 Delay(s)= 0

Directional Always flat

Signal only Sensitive to dc offset

Voltage Controlled or Restrained

None

Time adder= 0 sec. Time mult= 1

Reset time= 0

Memo:

Relay Database

Linked relays=

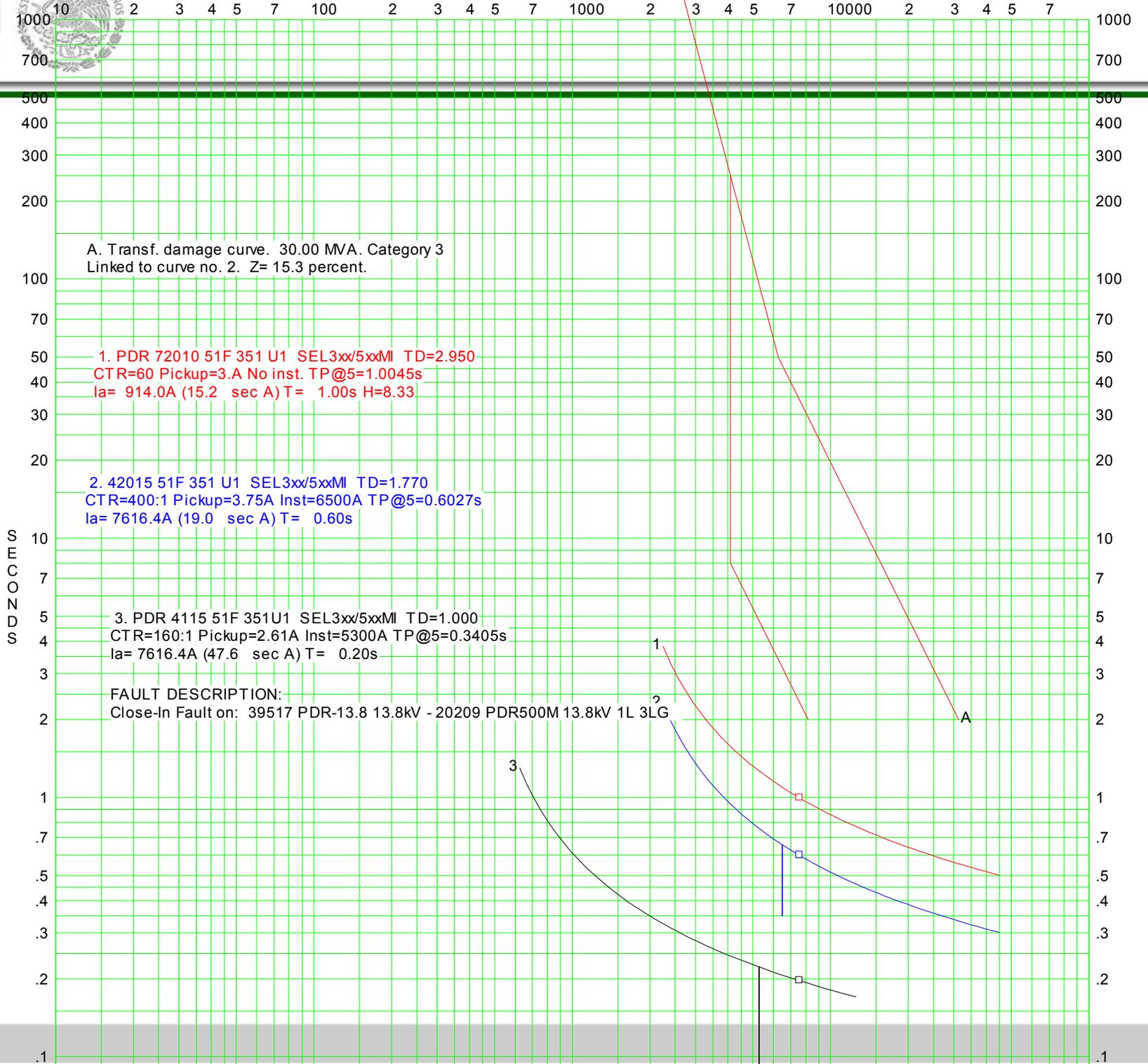
Store settings Retrieve settings

Tags: None

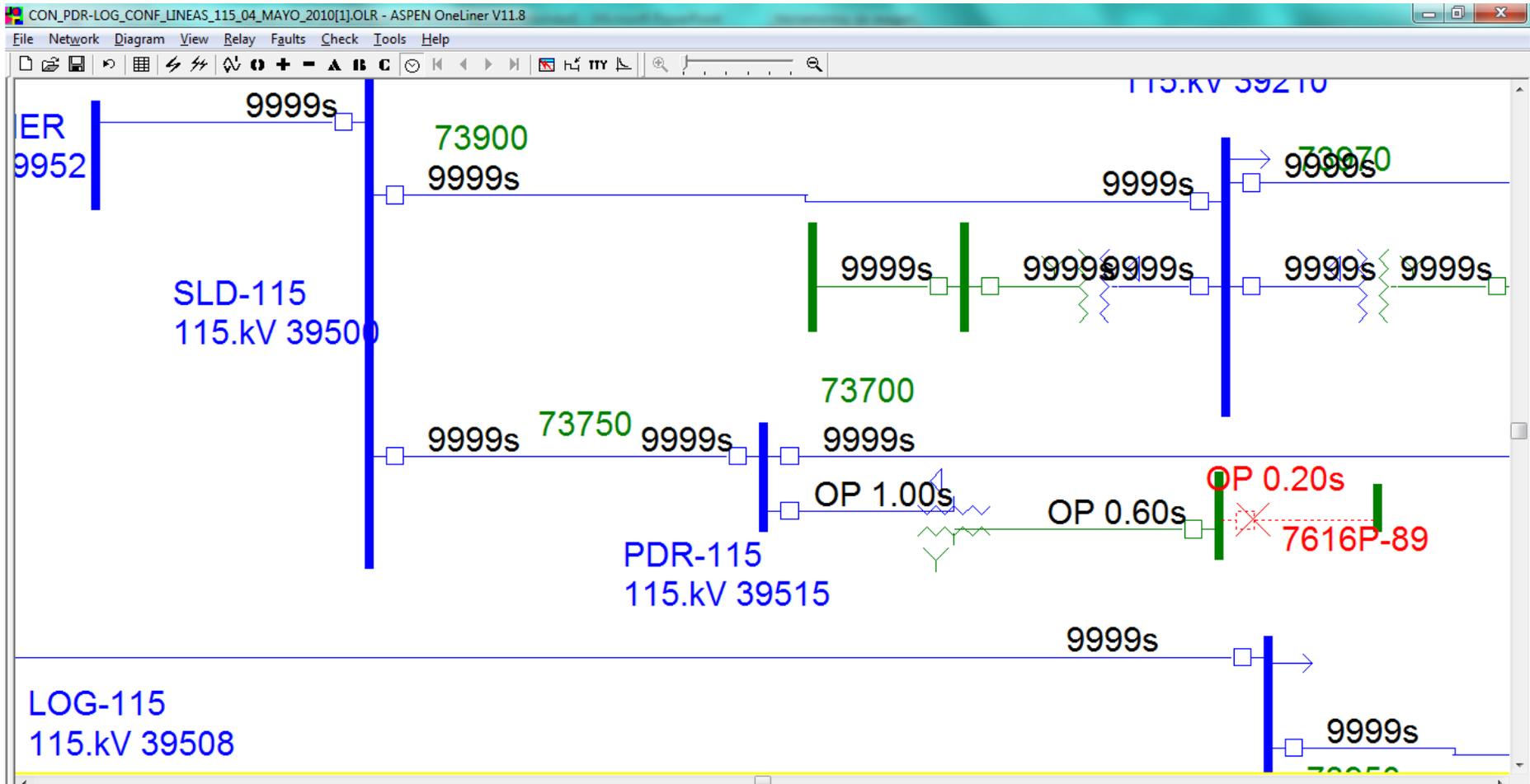
Import... OK Cancel Help

Last changed Jun 14, 2011

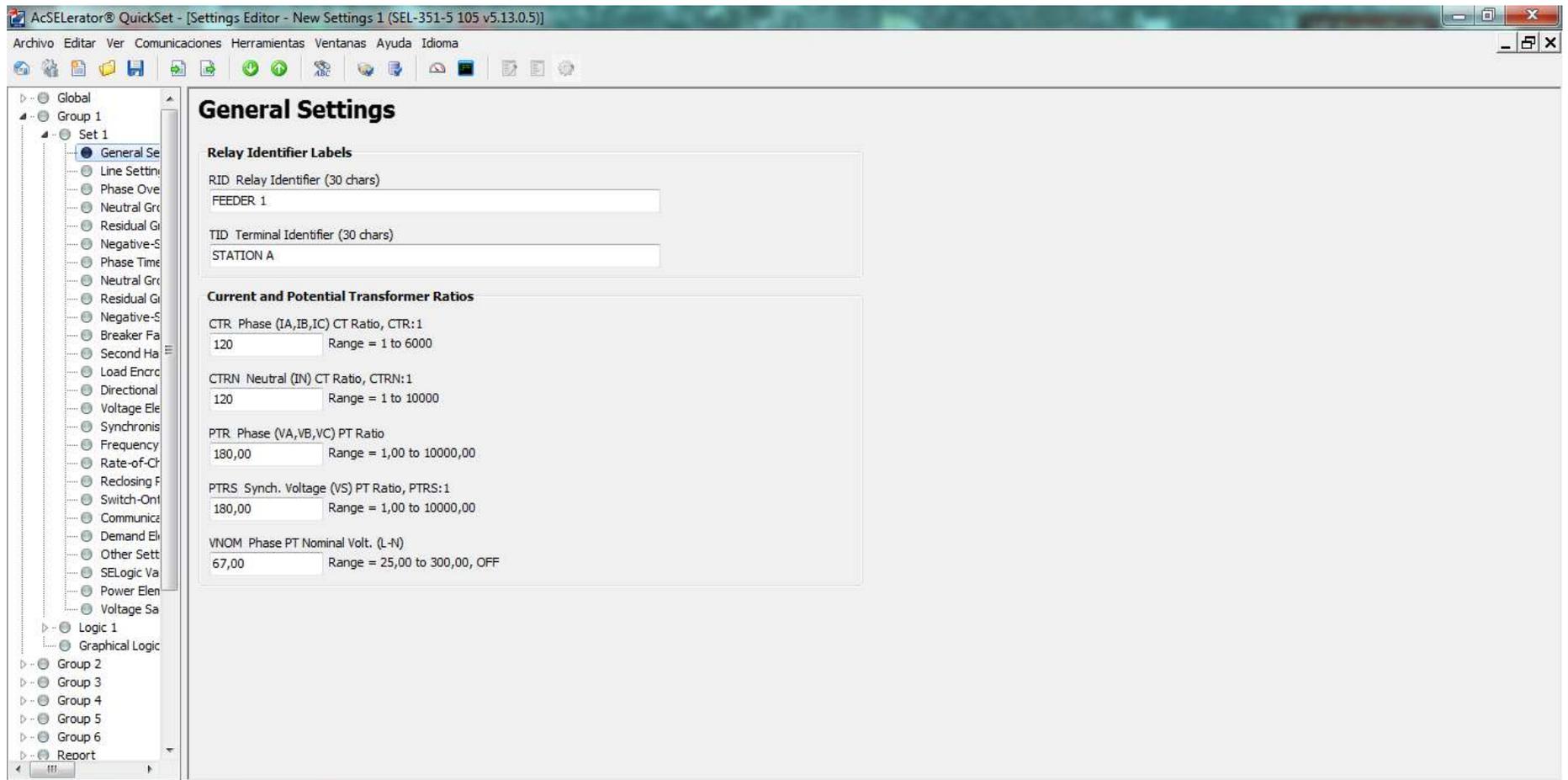
Ready Base MVA=100 Freq=60Hz



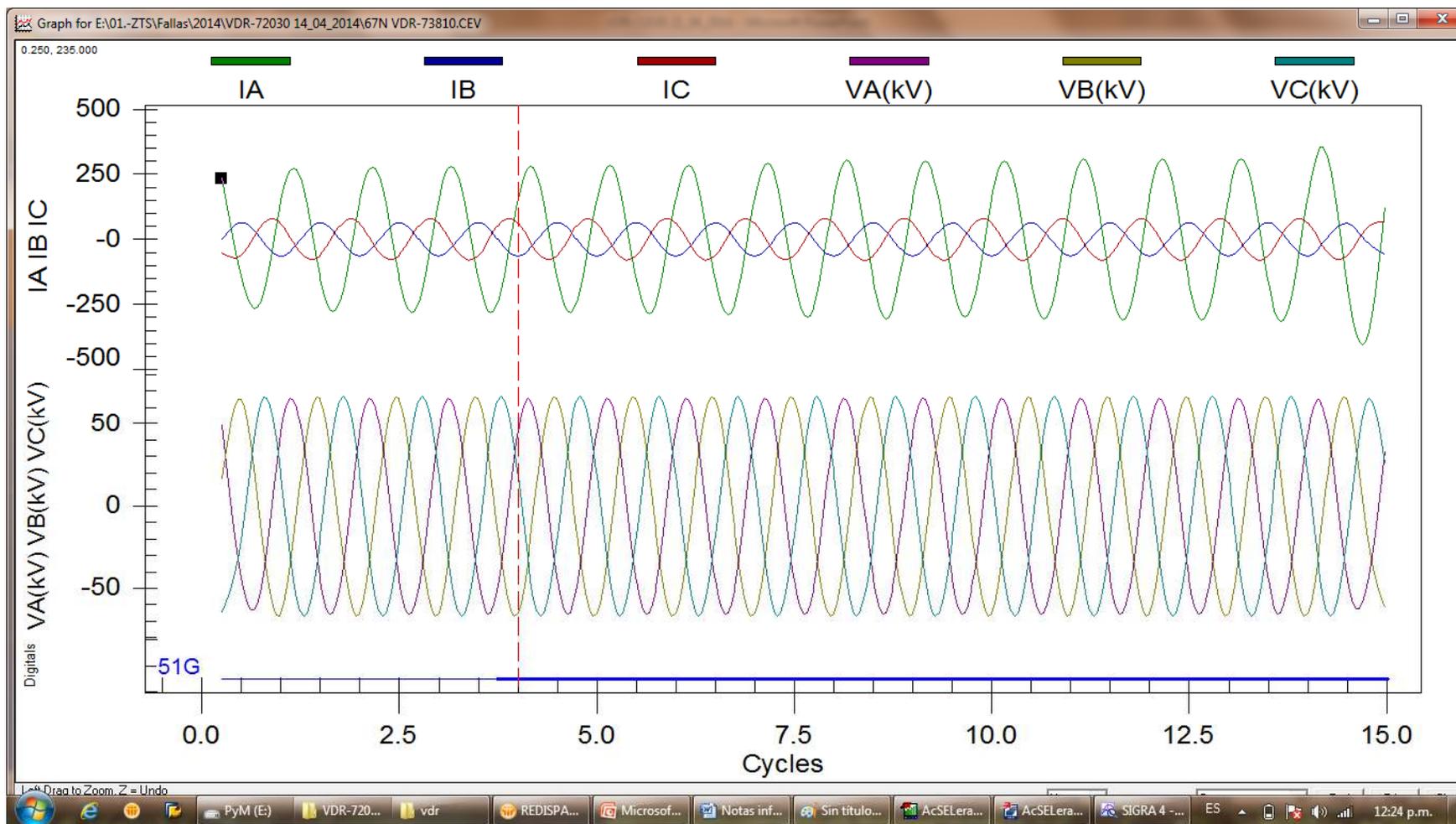
Tiempos de operación



Software's mas comunes para programación de relevadores



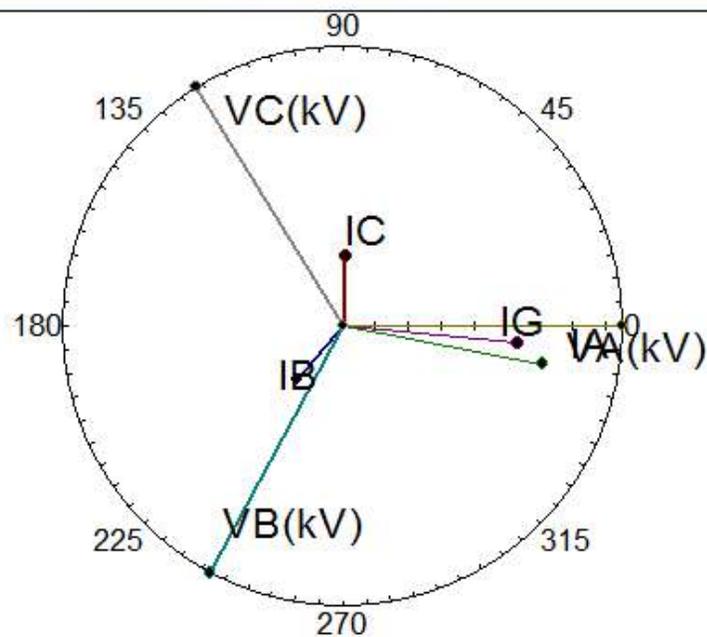
oscilo grafías



fasores

Phasor Diagram for E:\01.-ZTS\Fallas\2014\VDR-72030 14_04_2014\67N VDR-73810.CEV

Channel	Mag	Angle	Scale	Show	Ref
IA	309.7	349.3	1	1	0
IB	63.0	229.3	1	1	0
IC	80.3	87.2	1	1	0
IN	0.2	187.0	1	0	0
IG	268.0	354.4	1	1	0
VA(kV)	66.6	0.0	1	1	1
VB(kV)	66.8	241.8	1	1	0
VC(kV)	66.9	121.6	1	1	0
VS(kV)	0.0	291.2	1	0	0
VDC	130.0	N/A	1	0	0
FREQ	60.0	N/A	1	0	0
I0	89.5	354.6	1	0	0
I1	149.4	345.4	1	0	0
I2	71.6	350.7	1	0	0
V0	0.6	268.3	1	0	0
V1	66.8	1.1	1	0	0
V2	0.7	259.6	1	0	0



AcSELerator Analytic Assistant (Unlicensed)

File View Options... Help

Compressed Event Report Date: 4/23/2014 Time: 14:37:15.447
FID=SEL-311C-R112-V0-Z005004-D20070918
Event: AG T Location: 29.90 Shot: Freq: 60.01
Targets: ZONE2
Currents ABCPGQ: 1792 32 36 1 1789 1765



Ready

03:12 p.m.

**MUCHAS GRACIAS
POR
SU ATENCION ▯**

Jorge.avila04@cfe.gob.mx